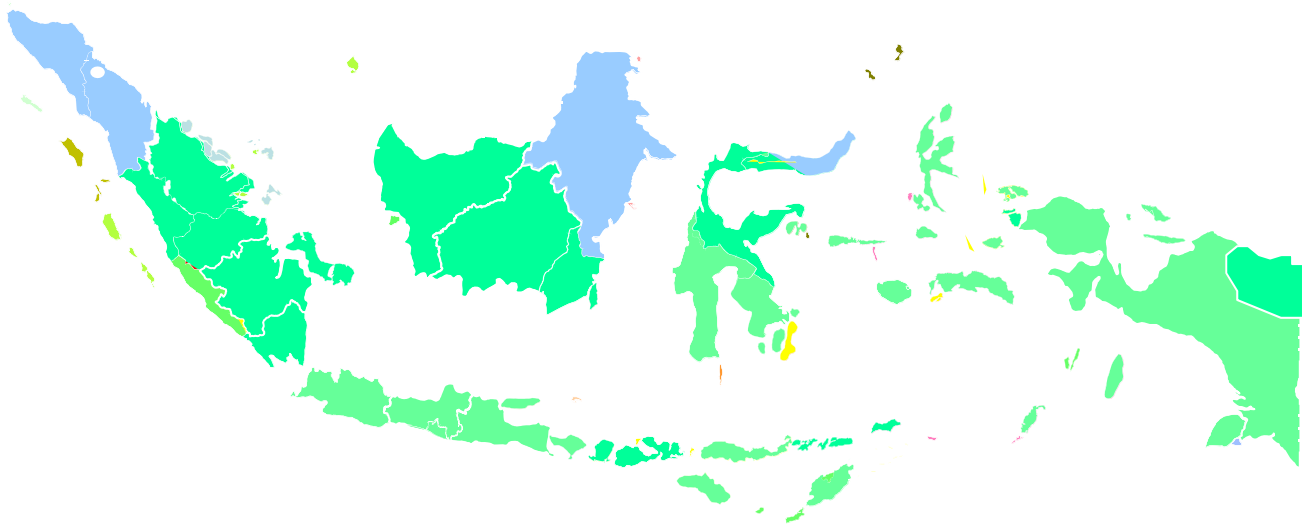


RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PLN (PERSERO) 2010 - 2019



Sahabat Setia Untuk Kemajuan





**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

**KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
NOMOR : 2026 K/20/MEM/2010**

TENTANG

**PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PLN (PERSERO) TAHUN 2010 - 2019**

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

- Membaca** : Surat Direktur Utama PT PLN (Persero) Nomor 00866/101/DIRUT/2010 tanggal 15 April 2010 perihal Penyampaian Dokumen RUPTL 2010-2019;
- Menimbang** : a. bahwa sehubungan dengan meningkatnya kebutuhan penyediaan tenaga listrik dan adanya perubahan pelaksanaan pembangunan proyek-proyek penyediaan tenaga listrik, PT PLN (Persero) telah menyusun Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2010 - 2019;
- b. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, dan sesuai ketentuan Pasal 5 ayat (3) Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2010 - 2019;
- Mengingat** : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara RI Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 5052);
2. Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik (Lembaran Negara RI Tahun 1989 Nomor 24, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 3394) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 (Lembaran Negara RI Tahun 2006 Nomor 56, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 4628);
3. Keputusan Presiden Nomor 84/P Tahun 2009 tanggal 21 Oktober 2009;
4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

MEMUTUSKAN...

MEMUTUSKAN :

- Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PLN (PERSERO) TAHUN 2010 - 2019.
- KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2010 - 2019 sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.
- KEDUA : Dengan ditetapkannya Keputusan Menteri ini, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2780 K/21/MEM/2008 tanggal 19 Desember 2008 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) Tahun 2009 s.d. 2018, dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.
- KETIGA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 8 Juli 2010

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,



DARWIN ZAHEDY SALEH

Tembusan :

1. Menteri Dalam Negeri
2. Menteri Negara Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Bappenas
3. Sekretaris Jenderal Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
4. Inspektur Jenderal Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
5. Para Direktur Jenderal di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
6. Para Gubernur di seluruh Indonesia
7. Direktur Utama PT PLN (Persero)

PT PLN (PERSERO)

KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO)

NOMOR : 3321.K./DIR/2010

TENTANG

PENETAPAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO) TAHUN 2010 – 2019

DIREKSI PT PLN (PERSERO)

Menimbang : a. bahwa Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral telah mengesahkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) pada tanggal 13 November 2008;

b. bahwa dalam rangka mendukung rencana pemerintah untuk menyediakan tenaga listrik bagi masyarakat Indonesia sesuai RUKN sebagaimana dimaksud dalam huruf a di atas, PT PLN (Persero) melakukan perencanaan ketenagalistrikan yang terpadu dengan memperhatikan aspirasi masyarakat dalam sektor ketenagalistrikan di seluruh Indonesia yang dituangkan dalam Penetapan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) tahun 2010-2019;

c. bahwa Penetapan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2010 – 2019 sebagaimana dimaksud dalam huruf b di atas, perlu ditetapkan dengan Keputusan Direksi PT PLN (Persero).

Mengingat : 1. Undang-undang RI Nomor 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara;

2. Undang-undang RI Nomor 40 Tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas;

3. Undang-undang RI Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan;

4. Peraturan Pemerintah RI Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah RI Nomor 3 Tahun 2005 dan Peraturan Pemerintah RI Nomor 26 Tahun 2006;

5. Peraturan Pemerintah RI Nomor 23 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Listrik Negara menjadi Perusahaan Perseroan (Persero);

6. Peraturan Pemerintah RI Nomor 45 Tahun 2005 tentang Pendirian, Pengurusan, Pengawasan dan Pembubaran Badan Usaha Milik Negara;

7. Keputusan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

8. Anggaran Dasar PT PLN (Persero);

9. Keputusan Menteri Negara Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-58/MBU/2008 jo Keputusan Menteri Negara Badan Usaha Milik Negara KEP-252/MBU/2009 tentang Pemberhentian dan Pengangkatan Anggota-anggota Direksi Perusahaan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara;

10. Keputusan Direksi...

10. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 001.K/030/DIR/1994 tentang Pemberlakuan Peraturan sehubungan dengan Pengalihan Bentuk Hukum Perusahaan;
11. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 017.K/DIR/2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja PT PLN (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) No. 055.K/DIR/2010.

MEMUTUSKAN :

- Menetapkan** : **KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO) TENTANG PENETAPAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO) TAHUN 2010 – 2019.**
- PERTAMA** : Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2010 – 2019 adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini dan merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari Keputusan Direksi ini.
- KEDUA** : RUPTL sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini digunakan sebagai Pedoman dalam penyusunan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) dan dalam menetapkan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) PT PLN (Persero).
- KETIGA** : RUPTL sebagaimana dimaksud dalam Diktum PERTAMA akan ditinjau ulang setiap tahun sesuai perkembangan yang terjadi.

Keputusan ini berlaku mulai terhitung sejak tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di : Jakarta
Pada tanggal : **17 Juni 2010**



DIREKTUR UTAMA,

DAHLAN ISKAN

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN	xi
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Landasan Hukum	3
1.3 Visi dan Misi Perusahaan	3
1.4 Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL	4
1.5 Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggung-jawabnya	5
1.6 Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha	7
1.7 Sistematika Dokumen RUPTL	10
 BAB II. KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA	 11
2.1 Kebijakan Pertumbuhan Penjualan dan Beban	11
2.2 Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit	12
2.3 Kebijakan Pengembangan Transmisi	15
2.4 Kebijakan Pengembangan Distribusi	17
2.5 Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan	17
2.6 Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan	18
 BAB III. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI	 20
3.1 Penjualan Tenaga Listrik	20
3.1.1 Jumlah Pelanggan	22
3.1.2 Rasio Elektrifikasi	22
3.1.3 Pertumbuhan Beban Puncak	23
3.2 Kondisi Sistem Pembangkitan	24
3.3 Kondisi Sistem Transmisi	27
3.4 Kondisi Sistem Distribusi	30
3.4.1 Susut Jaringan Distribusi	30
3.4.2 Keandalan Pasokan	30

3.5 Masalah-masalah yang Mendesak	31
3.5.1 Daerah Krisis	31
3.5.2 Penanggulangan Daerah Krisis	32
3.5.3 Masalah Mendesak Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	33
3.5.4 Masalah Mendesak Sistem Jawa Bali	35
BAB IV. RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK 2010 – 2019	38
4.1 Kriteria Perencanaan	38
4.1.1 Perencanaan Pembangkit	38
4.1.2 Perencanaan Transmisi	41
4.1.3 Perencanaan Distribusi	42
4.2 Asumsi Dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik	44
4.2.1 Pertumbuhan Ekonomi	46
4.2.2 Elastisitas	47
4.2.3 Pertumbuhan Penduduk	50
4.3 Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2010 – 2019	51
4.4 Rencana Pengembangan Pembangkit	54
4.4.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit	54
4.4.2 Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Perpres No. 71/2006)	55
4.4.3 Program Percepatan Pembangkit Tahap 2	56
4.4.4 Rencana Penambahan Kapasitas (Gabungan Indonesia)	59
4.4.5 Penambahan Kapasitas Pada Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	60
4.4.5.1 Garis Besar Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	61
4.4.5.2 Neraca Daya	62
4.4.5.3 Proyek-Proyek Strategis	63
4.4.6 Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali	63
4.4.6.1 Garis Besar Penambahan Pembangkit	63
4.4.6.2 Neraca Daya	64
4.4.6.3 Proyek-Proyek Strategis	67
4.4.6.4 Regional Balance Sistem Jawa Bali	68

4.4.7 Partisipasi Listrik Swasta	69
4.5 Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar	72
4.5.1 Sistem Jawa Bali	73
4.5.2 Wilayah Operasi Indonesia Barat	75
4.5.3 Wilayah Operasi Indonesia Timur	77
4.6 Analisis Sensitivitas	78
4.7 Proyeksi Emisi CO ₂	80
4.7.1 Baseline Emisi CO ₂ Tanpa Intervensi Kebijakan Pemerintah (Murni <i>Least Cost</i>)	81
4.7.2 Emisi CO ₂ Dengan Intervensi Pemerintah	84
4.7.2.1 Emisi CO ₂ Indonesia	85
4.7.2.2 Emisi CO ₂ Sistem Jawa Bali	85
4.7.2.3 Emisi CO ₂ Wilayah Operasi Indonesia Barat	86
4.7.2.4 Emisi CO ₂ Wilayah Operasi Indonesia Timur	87
4.8 Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk	87
4.8.1 Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Barat	88
4.8.2 Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Timur	89
4.8.3 Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa Bali	90
4.9 Pengembangan Sistem Distribusi	91
4.9.1 Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	91
4.9.2 Sistem Jawa Bali	92
4.10 Pengembangan Listrik Perdesaan	93
4.11 Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan	94
4.12 Proyek PLTU Skala Kecil Tersebar 70 Lokasi	95
BAB V. KEBUTUHAN DANA INVESTASI	98
5.1 Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia	98
5.2 Proyeksi Kebutuhan Investasi Sistem Jawa-Bali	99
5.3 Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	100
5.4 Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP	102
5.5 Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN	103

5.5.1 Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan	103
5.5.2 Asumsi Proyeksi Keuangan	103
5.5.3 Hasil Proyeksi Keuangan	104
5.5.4 Kendala Pendanaan Dalam Pelaksanaan RUPTL	107
BAB VI. KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER	109
6.1 Sasaran Fuel-Mix	109
6.2 Potensi Sumber Energi Primer	110
6.2.1 Batubara	110
6.2.2 Gas Alam	112
6.2.3 Energi Baru dan Terbarukan	113
6.2.4 Nuklir	114
BAB VII. ANALISIS RISIKO RUPTL 2010 - 2019	116
7.1 Identifikasi Risiko	116
7.2 Pemetaan Risiko	117
7.3 Program Mitigasi Risiko	119
BAB VIII. KESIMPULAN	120
DAFTAR PUSTAKA	121
LAMPIRAN A. WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT	122
LAMPIRAN B. WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR	443
LAMPIRAN C. SISTEM JAWA BALI	791
LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO	995

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Proses Penyusunan RUPTL	6
Gambar 1.2	Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)	10
Gambar 4.1	Pertumbuhan Kebutuhan Listrik, Ekonomi dan Elastisitas dan Pertumbuhan Industri Tahun 1994-2008	49
Gambar 4.2	Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2010 dan 2019	53
Gambar 4.3	Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2010 - 2019	54
Gambar 4.4	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Indonesia (GWh)	73
Gambar 4.5	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa Bali	74
Gambar 4.6	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Barat	76
Gambar 4.7	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur	77
Gambar 4.8	Proyeksi Komposisi Pembangkit dan Jumlah Emisi CO ₂ Sistem Jawa Bali Skenario Baseline	81
Gambar 4.9	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar Pada Sistem Jawa Bali Skenario Baseline	82
Gambar 4.10	Proyeksi Komposisi Pembangkit dan Jumlah Emisi CO ₂ Sistem Interkoneksi Sumatera Skenario Baseline	83
Gambar 4.11	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar Pada Sistem Interkoneksi Sumatera Skenario Baseline	84
Gambar 4.12	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar (Gabungan Indonesia)	85
Gambar 4.13	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali	86
Gambar 4.14	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Operasi Indonesia Barat	86
Gambar 4.15	Emisi CO ₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Operasi Indonesia Timur	87
Gambar 5.1	Proyeksi Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)	99
Gambar 5.2	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa Bali	100

Gambar 5.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN Wilayah Operasi Indonesia Barat	101
Gambar 5.4 Kebutuhan Dana Investasi Wilayah Operasi Indonesia Timur	102
Gambar 5.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP	103
Gambar 7.1 Pemetaan Risiko Implementasi RUPTL	118

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL	7
Tabel 3.1	Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)	20
Tabel 3.2	Perkembangan Jumlah Pelanggan	22
Tabel 3.3	Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%)	22
Tabel 3.4	Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali 2005-2009	23
Tabel 3.5	Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MW) Tahun 2009	25
Tabel 3.6	Daftar Sewa Pembangkit dan Excess Power Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MW) Tahun 2009	26
Tabel 3.7	Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa Bali Tahun 2009	26
Tabel 3.8	Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MVA)	27
Tabel 3.9	Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (kms)	28
Tabel 3.10	Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa Bali	28
Tabel 3.11	Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali	28
Tabel 3.12	Perkembangan Pembangkit dan <i>Inter Bus Transformer</i> (IBT)	29
Tabel 3.13	Rugi Jaringan Distribusi (%)	30
Tabel 3.14	SAIDI dan SAIFI PLN	31
Tabel 4.1	Pertumbuhan Ekonomi Indonesia	46
Tabel 4.2	Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia	47
Tabel 4.3	Pertumbuhan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Ekonomi dan Elastisitas	48
Tabel 4.4	Proyeksi Elastisitas Tahun 2010-2019	50
Tabel 4.5	Pertumbuhan Penduduk (%)	51
Tabel 4.6	Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Dan Beban Puncak Periode 2010 – 2019	51
Tabel 4.7	Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan Rasio Elektrifikasi Periode 2010 – 2019	52
Tabel 4.8	Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi	52

Tabel 4.9	Asumsi Harga Bahan Bakar	55
Tabel 4.10	Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW (Peraturan Presiden No. 71/2006)	57
Tabel 4.11	Daftar Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2	58
Tabel 4.12	Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)	60
Tabel 4.13	Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat (MW)	62
Tabel 4.14	Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur (MW)	62
Tabel 4.15	Kebutuhan Pembangkit Sistem Jawa Bali (MW)	64
Tabel 4.16	Neraca Daya Sistem Jawa Bali	65
Tabel 4.17	Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2009	68
Tabel 4.18	Daftar Proyek IPP di Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur	70
Tabel 4.19	Daftar Proyek IPP di Jawa Bali	71
Tabel 4.20	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Indonesia (GWh)	72
Tabel 4.21	Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia	73
Tabel 4.22	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Sistem Jawa Bali	74
Tabel 4.23	Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa Bali	75
Tabel 4.24	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Wilayah Operasi Indonesia Barat	75
Tabel 4.25	Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Barat	76
Tabel 4.26	Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Wilayah Operasi Indonesia Timur	77
Tabel 4.27	Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur	78
Tabel 4.28	Variasi Harga Bahan Bakar Dalam Analisis Sensitivitas	79
Tabel 4.29	Hasil Analisis Sensitivitas Terhadap Perubahan Harga Bahan Bakar	79
Tabel 4.30	Bauran Energi Sistem Jawa Bali Pada Skenario Baseline (GWh)	82
Tabel 4.31	Bauran Energi Sistem Sumatera Pada Skenario Baseline	84
Tabel 4.32	Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Barat	89
Tabel 4.33	Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Timur	90

Tabel 4.34	Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Sistem Jawa Bali	90
Tabel 4.35	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Barat	92
Tabel 4.36	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur	92
Tabel 4.37	Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa Bali	92
Tabel 4.38	Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia 2010-2014	93
Tabel 4.39	Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil	95
Tabel 4.40	Biaya Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil	95
Tabel 4.41	Proyek Pembangkit PLTU Skala Kecil Tersebar Wilayah Operasi Indonesia Barat	96
Tabel 4.42	Proyek Pembangkit PLTU Skala Kecil Tersebar Wilayah Operasi Indonesia Timur	97
Tabel 5.1	Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)	98
Tabel 5.2	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa Bali	99
Tabel 5.3	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat	101
Tabel 5.4	Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur	101
Tabel 5.5	Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN+IPP	102
Tabel 5.6	Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Laba/Rugi PLN 2010-2015	105
Tabel 5.7	Proyeksi Rasio Keuangan 2010-2015	106
Tabel 5.8	Sumber Dana Investasi (Milyar Rp)	107
Tabel 6.1	Pemakaian Energi Primer Berdasarkan Jenis Bahan Bakar	109
Tabel 6.2	Sasaran Komposisi Produksi Listrik Tahun 2019 Berdasarkan Jenis Bahan Bakar	110
Tabel 6.3	Potensi dan Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan	114

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A. WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT	122
A1. SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA	123
A1.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	138
A1.2. Neraca Daya	140
A1.3. Proyek-Proyek IPP Terkendala	144
A1.4. Neraca Energi	146
A1.5. Capacity Balance Gardu Induk	149
A1.6. Rencana Pengembangan Penyaluran	170
A1.7. Peta Pengembangan Penyaluran	186
A1.8. Analisis Aliran Daya	196
A1.9. Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi	206
A1.10. Program Listrik Perdesaan	218
A1.11. Program Energi Baru dan Terbarukan	229
A1.12. Proyeksi Kebutuhan Investasi	230
A2. SISTEM KALIMANTAN BARAT	232
A2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	241
A2.2. Neraca Daya	243
A2.3. Proyek-Proyek IPP Terkendala	246
A2.4. Neraca Energi	248
A2.5. Capacity Balance Gardu Induk	251
A2.6. Rencana Pengembangan Penyaluran	254
A2.7. Peta Pengembangan Penyaluran	259
A2.8. Analisis Aliran Daya	261
A2.9. Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi	265
A2.10. Program Listrik Perdesaan	267
A2.11. Program Energi Baru dan Terbarukan	269
A2.12. Proyeksi Kebutuhan Investasi	270

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI	
WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT	272
A3. PROVINSI NANGGROE ACEH DARUSSALAM	273
A4. PROVINSI SUMATERA UTARA	286
A5. PROVINSI RIAU	299
A6. PROVINSI KEPULAUAN RIAU	312
A7. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG	323
A8. PROVINSI SUMATERA BARAT	332
A9. PROVINSI JAMBI	346
A10. PROVINSI SUMATERA SELATAN	354
A11. PROVINSI BENGKULU	365
A12. PROVINSI LAMPUNG	373
A13. PROVINSI KALIMANTAN BARAT	385
A14. NERACA DAYA SISTEM-SISTEM ISOLATED	
WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT	401
A14.1. Sistem Isolated Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam	402
A14.2. Sistem Isolated Provinsi Sumatera Utara	412
A14.3. Sistem Isolated Provinsi Riau	414
A14.4. Sistem Isolated Provinsi Kepulauan Riau	422
A14.5. Sistem Isolated Provinsi Kepulauan Bangka Belitung	430
A14.6. Sistem Isolated Provinsi Kalimantan Barat	433
 LAMPIRAN B. WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR	 443
B1. SISTEM INTERKONEKSI KALIMANTAN SELATAN, TENGAH	
DAN TIMUR (KALSELTENGTIM)	454
B1.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	454
B1.2. Neraca Daya	456
B1.3. Proyek-Proyek IPP Terkendala	459
B1.4. Neraca Energi	461
B1.5. Capacity Balance Gardu Induk	464
B1.6. Rencana Pengembangan Penyaluran	471
B1.7. Peta Pengembangan Penyaluran	477
B1.8. Analisis Aliran Daya	480

B1.9.	Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi	487
B1.10.	Program Listrik Perdesaan	492
B1.11.	Program Energi Baru dan Terbarukan	497
B1.12.	Proyeksi Kebutuhan Investasi	498

B2. SISTEM INTERKONEKSI SULAWESI UTARA, SULAWESI TENGAH DAN GORONTALO (SULUTTENGGO) DAN SISTEM INTERKONEKSI SULAWESI SELATAN, SULAWESI TENGGARA DAN SULAWESI BARAT (SULSELBAR)		500
B2.1.	Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	514
B2.2.	Neraca Daya	517
B2.3.	Proyek-Proyek IPP Terkendala	522
B2.4.	Neraca Energi	524
B2.5.	Capacity Balance Gardu Induk	529
B2.6.	Rencana Pengembangan Penyaluran	543
B2.7.	Peta Pengembangan Penyaluran	553
B2.8.	Analisis Aliran Daya	562
B2.9.	Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi	569
B2.10.	Program Listrik Perdesaan	571
B2.11.	Program Energi Baru dan Terbarukan	573
B2.12.	Proyeksi Kebutuhan Investasi	574

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR	577
B3. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN	578
B4. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH	587
B5. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR	597
B6. PROVINSI SULAWESI UTARA	604
B7. PROVINSI SULAWESI TENGAH	613
B8. PROVINSI GORONTALO	622
B9. PROVINSI SULAWESI SELATAN	628
B10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA	636
B11. PROVINSI SULAWESI BARAT	643
B12. PROVINSI MALUKU	650

B13. PROVINSI MALUKU UTARA	657
B14. PROVINSI PAPUA	664
B15. PROVINSI PAPUA BARAT	673
B16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)	679
B17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)	688
B18. NERACA DAYA SISTEM-SISTEM ISOLATED WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR	697
B18.1. Sistem Isolated Provinsi Kalimantan Selatan	698
B18.2. Sistem Isolated Provinsi Kalimantan Tengah	701
B18.3. Sistem Isolated Provinsi Kalimantan Timur	709
B18.4. Sistem Isolated Provinsi Sulawesi Utara	720
B18.5. Sistem Isolated Provinsi Sulawesi Tengah	725
B18.6. Sistem Isolated Provinsi Sulawesi Selatan	739
B18.7. Sistem Isolated Provinsi Sulawesi Tenggara	741
B18.8. Sistem Isolated Provinsi Maluku	747
B18.9. Sistem Isolated Provinsi Maluku Utara	753
B18.10. Sistem Isolated Provinsi Papua	759
B18.11. Sistem Isolated Provinsi Papua Barat	767
B18.12. Neraca Daya Sistem Isolated Provinsi NTB	771
B18.13. Neraca Daya Sistem Isolated Provinsi NTT	775
 LAMPIRAN C. SISTEM JAWA BALI	 791
 C1. SISTEM JAWA BALI	 791
C1.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik	820
C1.2. Neraca Daya	827
C1.3. Proyek-Proyek IPP Terkendala	837
C1.4. Neraca Energi	838
C1.5. Capacity Balance Gardu Induk	842
C1.6. Rencana Pengembangan Penyaluran	866
C1.7. Peta Pengembangan Penyaluran	898
C1.8. Analisis Aliran Daya	913
C1.9. Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi	924

C1.10.	Program Listrik Pedesaan	926
C1.11.	Program Energi Baru dan Terbarukan	933
C1.12.	Proyeksi Kebutuhan Investasi	934
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI		
WILAYAH OPERASI JAWA BALI		942
C2.	PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA	943
C3.	PROVINSI BANTEN	954
C4.	PROVINSI JAWA BARAT	960
C5.	PROVINSI JAWA TENGAH	971
C6.	PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA	978
C7.	PROVINSI JAWA TIMUR	982
C8.	PROVINSI BALI	990
LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO		995

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

PT PLN (Persero) selanjutnya disebut PLN sebagai sebuah perusahaan listrik merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek kelistrikan yang *lead time*-nya relatif panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana pengembangan sistem kelistrikan yang berjangka panjang. Sebagai contoh, diperlukan waktu sekitar 7 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara skala besar mulai dari rencana awal hingga beroperasi. Dengan demikian rencana pengembangan sistem yang diperlukan PLN harus berjangka cukup panjang, yaitu 10 tahun, agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Perlunya PLN mempunyai rencana pengembangan sistem kelistrikan jangka panjang juga didorong oleh keinginan PLN untuk mempunyai rencana investasi yang efisien, dalam arti PLN tidak sembarang melakukan proyek kelistrikan tanpa didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri kelistrikan akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang. Untuk mencapai hal tersebut PLN telah menyusun sebuah dokumen perencanaan sepuluh tahunan yang disebut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, atau RUPTL.

RUPTL merupakan sebuah pedoman pengembangan sistem kelistrikan bagi PLN sepuluh tahun mendatang yang optimal, disusun untuk mencapai tujuan tertentu serta berdasarkan pada kriteria perencanaan dan kebijakan tertentu. Dengan demikian pelaksanaan proyek-proyek kelistrikan di luar RUPTL yang dapat menurunkan efisiensi investasi perusahaan dapat dihindarkan.

Didorong oleh kebutuhan internal PLN sendiri untuk mempunyai RUPTL, dokumen perencanaan ini juga dibuat oleh PLN untuk memenuhi peraturan dan perundangan yang ada di sektor ketenagalistrikan.

Penyusunan RUPTL tahun 2010-2019 ini sebagai amanat Pasal 5 ayat (1) dan ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan

Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2009-2018 setelah memperhatikan adanya penurunan kebutuhan tenaga listrik akibat krisis finansial global yang terutama sangat terasa di sistem Jawa Bali, dan keterlambatan banyak proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta (IPP). Hal lain yang mendorong disusunnya RUPTL 2010-2019 ini adalah adanya keinginan PLN yang kuat untuk mencukupi kebutuhan tenaga listrik pada banyak daerah di Indonesia yang telah lama menderita kekurangan pasokan. Tiga hal tersebut membuat PLN merasa perlu untuk memutakhirkan RUPTL yang ada.

Selanjutnya sejalan dengan UU No.30/2009 dimana pemerintah provinsi (dan juga pemerintah kabupaten/kota) wajib membuat Rencana Umum Kelistrikan Daerah atau RUKD, maka perencanaan sistem kelistrikan per provinsi juga akan ditunjukkan dalam RUPTL 2010-2019 ini. Namun demikian proses optimisasi perencanaan tetap dilakukan per sistem tenaga listrik apabila telah ada jaringan interkoneksi untuk mengoptimalkan pemanfaatan sumber daya. RUPTL per provinsi tersebut akan bermanfaat bagi setiap provinsi untuk melihat apa yang telah direncanakan oleh PLN pada daerahnya.

Dalam RUPTL ini diindikasikan proyek-proyek pengembangan sistem kelistrikan yang akan dilakukan oleh PLN sendiri dan proyek-proyek pembangkit yang akan ditawarkan kepada sektor swasta sebagai *independent power producer* (IPP). Pada dasarnya semua proyek transmisi dan distribusi akan dilaksanakan oleh PLN, sedangkan proyek pembangkit akan terbagi menjadi proyek milik PLN dan proyek milik swasta yang akan menjual listriknya ke PLN. Beberapa ruas transmisi yang *dedicated* dengan suatu pembangkit IPP dapat dibangun oleh pengembang.

RUPTL akan selalu ditinjau kembali untuk disesuaikan dengan perubahan parameter-parameter penting yang menjadi dasar penyusunan rencana pengembangan sistem kelistrikan, sehingga selalu dapat memberikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan pegangan dalam implementasinya.

RUPTL yang merupakan gabungan dari rencana pengembangan sistem Unit-unit Bisnis PLN ini disusun melalui optimasi pengembangan pembangkit dan

transmisi, dengan mempertimbangkan pemanfaatan sumber energi setempat dan sumber energi terbarukan.

1.2 LANDASAN HUKUM

1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan
2. Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006, khususnya Pasal 5 ayat (1) dan ayat (2) :
 - (1) RUPTL disusun berdasarkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
 - (2) RUPTL digunakan sebagai pedoman pelaksanaan penyediaan tenaga listrik bagi Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan Untuk Kepentingan Umum.
 - (3) Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.

1.3 VISI DAN MISI PERUSAHAAN

Pada Anggaran Dasar PLN Nomor 38 Tahun 1998 Pasal 3 disebutkan bahwa tujuan dan lapangan usaha PLN adalah menyelenggarakan usaha penyediaan tenaga listrik bagi kepentingan umum dalam jumlah dan mutu yang memadai serta memupuk keuntungan dan melaksanakan penugasan Pemerintah di bidang ketenagalistrikan dalam rangka menunjang pembangunan dengan menerapkan prinsip-prinsip perseroan terbatas.

Berkenaan dengan hal-hal tersebut di atas, maka visi PLN adalah sebagai berikut: “Diakui sebagai Perusahaan Kelas Dunia yang Bertumbuh-kembang, Unggul dan Terpercaya dengan bertumpu pada Potensi Insani.”

Selain visi tersebut, saat ini PLN tengah bercita-cita untuk berubah menjadi perusahaan kelas dunia, bebas subsidi, menguntungkan, ramah lingkungan dan dicintai pelanggan, melalui serangkaian program yang diberi nama Metamorfosa PLN.

Untuk melaksanakan penugasan Pemerintah dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik dan mengacu kepada visi tersebut maka PLN akan :

- Menjalankan bisnis kelistrikan dan bidang lain yang terkait, berorientasi pada kepuasan pelanggan, anggota perusahaan, dan pemegang saham.
- Menjadikan tenaga listrik sebagai media untuk meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat.
- Mengupayakan agar tenaga listrik menjadi pendorong kegiatan ekonomi.
- Menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan.

1.4 TUJUAN DAN SASARAN PENYUSUNAN RUPTL

Pada dasarnya tujuan penyusunan RUPTL adalah memberikan pedoman dan acuan pengembangan sarana kelistrikan PLN dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya secara lebih efisien dan lebih baik, sehingga dapat dihindari ketidak-efisienan perusahaan sejak tahap perencanaan.

Sasaran RUPTL yang ingin dicapai sepuluh tahun ke depan secara nasional adalah pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik, peningkatan efisiensi dan kinerja sistem kelistrikan, mulai dari tahap perencanaan yang meliputi:

- Mengatasi krisis kelistrikan yang terjadi di beberapa daerah.
- Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan (dicerminkan oleh tingkat cadangan atau *reserve margin*) yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran bahan bakar (*fuel-mix*) yang lebih baik untuk menurunkan Biaya Pokok Produksi (BPP), dicerminkan oleh pengurangan penggunaan bahan bakar minyak hingga kontribusi produksi pembangkit berbahan bakar minyak menjadi 2,54% persen terhadap total produksi energi listrik pada tahun 2019.
- Tercapainya pemanfaatan energi baru dan terbarukan utamanya panas bumi sesuai dengan program pemerintah.
- Tercapainya rasio elektrifikasi yang digariskan oleh RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin membaik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi sebesar 7 – 8%.

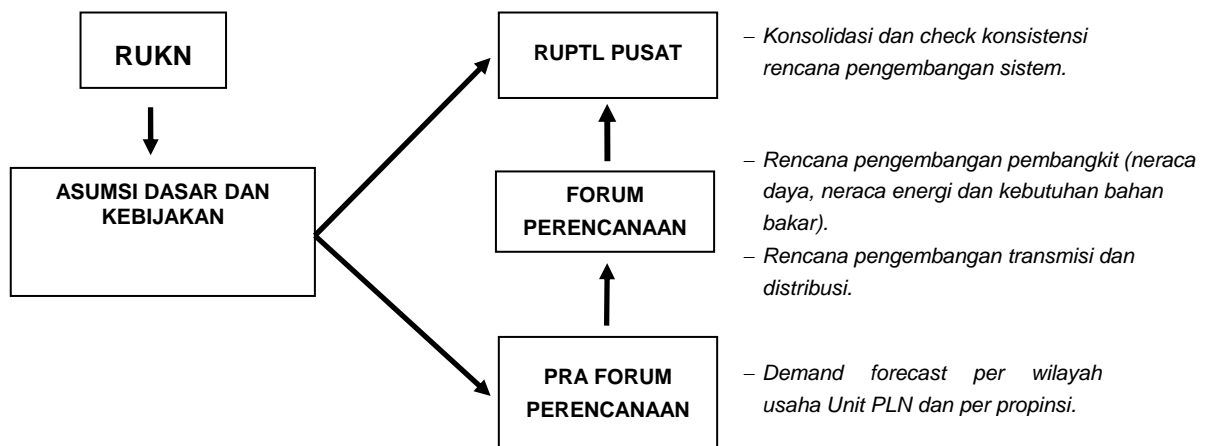
1.5 PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNG-JAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2010-2019 ini dibuat dengan proses sebagai berikut:

- RUKN 2008-2027 digunakan sebagai pedoman dan rujukan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), asumsi pertumbuhan ekonomi dan prakiraan kebutuhan tenaga listrik.
- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar sebagai penjabaran dari RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, seperti pengembangan panasbumi yang semakin besar.
- Dilakukan evaluasi terhadap asumsi dasar tersebut dan realisasinya dalam RUPTL periode sebelumnya dalam Pra-Forum Perencanaan, yaitu sebuah forum pertemuan antara Unit-Unit PLN dan PLN Pusat untuk membahas dan menyepakati parameter kunci untuk prakiraan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik.
- Dengan memperhatikan asumsi-asumsi dasar seperti pertumbuhan ekonomi dan elastisitas pertumbuhan listrik, selanjutnya disusun prakiraan beban (*demand forecast*), rencana pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana daerah yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh Unit-unit Bisnis dan PLN Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing dengan memperhatikan kondisi kelistrikan yang ada. *Demand forecast*, perencanaan gardu induk dan perencanaan distribusi dibuat oleh PLN Distribusi/Wilayah, perencanaan transmisi oleh PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) dan PLN Wilayah yang mempunyai transmisi, serta rencana pembangkitan pada sistem-sistem besar dilakukan oleh PLN Pusat.
- Forum Perencanaan yang melibatkan Unit-Unit PLN dan PLN Kantor Pusat dilaksanakan minimal 1 kali dalam setahun, dimaksudkan untuk memverifikasi dan menyepakati produk perencanaan pengembangan sistem kelistrikan yang dihasilkan oleh Unit-unit Bisnis PLN.
- Penggabungan produk perencanaan sistem dari masing-masing Unit Bisnis PLN dan pengesahannya dilakukan oleh PLN Pusat, dan RUPTL ini selanjutnya akan menjadi acuan pembuatan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) lima tahunan.

- Untuk memperjelas akuntabilitas produk perencanaan di Unit PLN, pada penyusunan RUPTL 2010-2019 ini manajemen seluruh Unit PLN ikut mengesahkan *demand forecast* untuk unitnya.

Proses penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL

Pada Pra - Forum Perencanaan Unit-unit Bisnis PLN melakukan evaluasi terhadap kondisi kelistrikan saat ini, realisasi rencana perioda sebelumnya, dan membahas serta menyepakati asumsi-asumsi dasar untuk pembuatan demand forecast. Selanjutnya Unit-unit Bisnis PLN (Wilayah/Distribusi/ Kitlur/P3B) setelah kembali ke Unit masing-masing menyelesaikan *demand forecast* dan membuat *capacity balance* (penjabaran demand forecast secara spasial untuk memperkirakan kenaikan pembebanan gardu induk dan sinyal penambahan trafo atau gardu induk baru) yang harus diselesaikan dalam waktu dua bulan.

Pada saat yang sama, PLN Kantor Pusat membuat rencana pengembangan pembangkit pada sistem interkoneksi dan perencanaan transmisi tegangan tinggi bersama dengan PLN P3B/Wilayah.

Hasil awal perencanaan sistem oleh Unit-unit Bisnis PLN dan Kantor Pusat kemudian dibahas dalam Forum Perencanaan. Forum ini membahas ulang optimasi regional agar didapat hasil perencanaan yang optimal secara korporasi. Sesudah Forum Perencanaan selesai, Unit-unit PLN melakukan penajaman rencana pengembangan sistem, dan menyusun dokumen rencana pengembangan sistem Unit Bisnis. Bersamaan dengan itu PLN Pusat melakukan konsolidasi rencana-rencana pengembangan sistem yang disusun

oleh Unit-unit Bisnis PLN, dan menyusun RUPTL Perusahaan. Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

Kegiatan Pokok	P3B	Kitlur	Wilayah	Kit	Distr	Pusat
Kebijakan umum dan asumsi	U	U	U	U	U	E
Demand forecasting			E		E	P
Perencanaan Pembangkitan	E	E, S	E*	S		P, E**
Perencanaan Transmisi	E	E	E			P
Perencanaan Distribusi			E		E	P
Perencanaan GI	E	E	E		E	P
Perencanaan Pembangkitan Isolated			E			P
Penggabungan						E

Keterangan :

E : Executor; P : Parenting; U : User; S : Supporting, Wilayah yang belum ada P3B/Kitlur;*

*** Untuk Sistem Besar*

1.6 RUANG LINGKUP DAN WILAYAH USAHA

Berlakunya Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan tidak mengubah Wilayah Usaha PT PLN (Persero) saat ini karena secara de-facto PLN telah memiliki usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum yang meliputi distribusi tenaga listrik dan/atau penjualan tenaga listrik sebagaimana dapat dilihat dalam Pasal 10 ayat (4) dan Pasal 56 ayat (1) Undang-Undang tersebut.

Sejalan dengan reorganisasi PLN dimana wilayah operasi dibagi menjadi 3 wilayah, yaitu Indonesia Barat, Indonesia Timur dan Jawa-Bali, maka RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan sistem pada 3 wilayah operasi tersebut. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem per propinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha PLN saat ini :

Wilayah Operasi Indonesia Barat

Wilayah operasi Indonesia Barat terdiri dari Sumatra dan provinsi Kalimantan Barat.

Sumatera

Pulau Sumatra dan pulau-pulau di sekitarnya seperti Kepulauan Riau, Bangka, Belitung, Nias, dilayani oleh PLN Wilayah Nanggroe Aceh Darussalam, PLN Wilayah Sumatra Utara, PLN Wilayah Sumatra Barat, PLN Wilayah Riau dan Kepri, PLN Wilayah Sumatra Selatan-Jambi-Bengkulu, PLN Wilayah Lampung, PLN Wilayah Bangka-Belitung dan PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sumatra.

Pembangkit tenaga listrik di pulau Sumatra pada dasarnya dikelola oleh PLN Pembangkitan Sumatra Bagian Utara dan PLN Pembangkitan Sumatra Bagian Selatan, kecuali beberapa PLTU baru yang dibangun dan dioperasikan oleh PLN Pembangkitan Sumatra I dan II, serta pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated yang dikelola oleh PLN Wilayah. Pulau Batam sendiri merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Batam, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

Kalimantan Barat

Provinsi Kalimantan Barat dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat.

Wilayah Operasi Indonesia Timur

Wilayah operasi Indonesia Timur terdiri dari Kalimantan kecuali provinsi Kalimantan Barat, Sulawesi, kepulauan Maluku dan Maluku Utara, Papua, Nusa Tenggara Barat dan Timur. Sementara khusus untuk pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

Kalimantan

Wilayah usaha di Kalimantan (yang merupakan wilayah operasi Indonesia Timur) dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Selatan Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur.

Sulawesi

Wilayah usaha di Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat.

Nusa Tenggara

Pelayanan kelistrikan di kepulauan Nusa Tenggara dilaksanakan oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur.

Maluku dan Maluku Utara serta Papua

Wilayah usaha di provinsi Maluku dan Maluku Utara serta provinsi Papua dan provinsi Papua Barat dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, dan PLN Wilayah Papua.

Wilayah Operasi Jawa-Bali

Wilayah usaha di Jawa dan Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat & Banten, PLN Distribusi DKI Jakarta & Tangerang, PLN Distribusi Jawa Tengah & DI Yogyakarta, PLN Distribusi Jawa Timur, PLN Distribusi Bali, PLN Pembangkitan Tanjung Jati B, PLN Pembangkitan Muara Tawar, PLN Pembangkitan PLTGU Cilegon, PLN Pembangkitan Cilegon, PLN Pembangkitan Lontar, PLN Pembangkitan Indramayu dan PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali. Selain itu terdapat perusahaan-perusahaan pembangkitan, yaitu PT Indonesia Power, PT PJB dan listrik swasta (IPP).

Peta wilayah usaha PLN diperlihatkan pada Gambar 1.2.



Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)

1.7 SISTEMATIKA DOKUMEN RUPTL

Dokumen RUPTL ini disusun dengan sistematika sebagai berikut. Bab I menjelaskan latar belakang, landasan hukum, visi dan misi perusahaan, tujuan dan sasaran, dan sistematika dokumen. Bab II menjelaskan kebijakan umum pengembangan sarana yang meliputi kebijakan-kebijakan pengembangan sistem. Bab III menjelaskan kondisi kelistrikan saat ini. Bab IV menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik, meliputi kriteria dan kebijakan perencanaan, asumsi dasar, prakiraan kebutuhan listrik dan rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta neraca energi dan kebutuhan bahan bakar. Bab V menjelaskan kebutuhan investasi. Bab VI menjelaskan ketersediaan energi primer. Bab VII menjelaskan analisis risiko dan langkah mitigasinya. Bab VIII memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan sistem yang rinci diberikan dalam Lampiran yang menjelaskan rencana kelistrikan setiap propinsi dan setiap sistem kelistrikan.

BAB II

KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA

Pengembangan sarana kelistrikan dalam RUPTL 2010 - 2019 ini dibuat dengan memperhatikan kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

2.1 KEBIJAKAN PERTUMBUHAN PENJUALAN DAN BEBAN

Pada tahun-tahun dimana kemampuan PLN dalam menyediakan listrik masih terbatas, pertumbuhan penjualan yang dapat dilayani dibatasi oleh sarana penyediaan tenaga listrik yang ada.

Pada tahun-tahun berikutnya dimana penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi diharapkan telah selesai¹ dan reserve margin telah mencukupi, maka penjualan akan dipacu untuk mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit yang ada, sekaligus untuk memperoleh revenue yang diperlukan untuk *debt repayment* dan pembayaran kepada listrik swasta.

Untuk mengantisipasi terjadinya kelebihan pasokan pada sistem kelistrikan tertentu yang reserve marginnya direncanakan sangat besar, PLN akan memonitor implementasi proyek pembangkit dari tahun ke tahun, dan apabila progres fisik proyek berjalan baik, maka PLN akan mengimbangi dengan pemasaran listrik yang agresif untuk menyeimbangkan penjualan dengan pasokan, dan menunda proyek-proyek pembangkitan berikutnya.

RUPTL ini juga disusun untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun.

Kebijakan lain yang dianut dalam RUPTL 2010-2019 ini adalah belum diperhitungkannya dampak program *demand side management* (DSM) dan program *energy efficiency* dalam membuat prakiraan demand hingga lima

¹ Proyek-proyek percepatan pembangkit tahap 1 dan 2, proyek pembangkit PLN dan IPP lainnya

tahun ke depan. Untuk lima tahun berikutnya kedua program tersebut diperkirakan mulai memberi dampak pada kebutuhan tenaga listrik, dalam bentuk penurunan nilai elastisitas². Kebijakan ini diambil untuk memperoleh perencanaan pembangkitan yang lebih aman, disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

2.2 KEBIJAKAN PENGEMBANGAN KAPASITAS PEMBANGKIT

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban yang direncanakan, dan pada beberapa wilayah tertentu diutamakan untuk menyelesaikan krisis penyediaan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan reserve margin yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, termasuk energi terbarukan.

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik dilakukan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*), dengan tetap memenuhi tingkat keandalan yang diinginkan. Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan listrik, yaitu biaya kapital/investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*³. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP) dan daya cadangan (reserve margin)⁴. Pembangkit sewa dan excess power tidak diperhitungkan dalam membuat rencana pengembangan kapasitas jangka panjang, namun dalam jangka pendek diperhitungkan untuk mengatasi kondisi krisis.

Namun demikian, sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pada wilayah-wilayah yang mempunyai potensi energi terbarukan, utamanya panas bumi dan hidro, kriteria *least cost* tidak sepenuhnya diterapkan. Pada wilayah tersebut beberapa proyek panas bumi dan hidro direncanakan untuk dibangun dalam RUPTL ini, walaupun biaya pengembangannya lebih tinggi daripada

² Elastisitas akan dijelaskan lebih lanjut pada butir 4.2.2.

³ Biaya *energy not served* adalah nilai penalti yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik

pembangkit termal konvensional. Namun demikian perencanaan pembangkit panas bumi tetap memperhatikan besar cadangan yang tidak berlebihan dan status kesiapan pengembangannya.

Pada beberapa daerah yang merupakan sumber utama energi primer nasional namun telah lama menderita kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatra dan Kalimantan, PLN mempunyai kebijakan untuk membolehkan rencana reserve margin yang sangat besar, yaitu hingga 80%. Kebijakan ini diambil dengan pertimbangan bahwa pelaksanaan proyek-proyek pembangkit seringkali mengalami keterlambatan, pembangkit *existing* telah mengalami *derating* yang cukup besar dan adanya keyakinan bahwa tersedianya tenaga listrik yang banyak akan memicu tumbuhnya demand listrik yang jauh lebih cepat.

Pemilihan lokasi kandidat pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat dan prinsip *regional balance* untuk meminimumkan investasi transmisi.

Pembangkit berbahan bakar minyak hanya direncanakan untuk memenuhi kebutuhan pembangkit beban puncak, namun apabila mungkin tetap mengutamakan pembangkit non BBM seperti *pumped storage*, PLTA dengan *reservoir* atau PLTG gas.

Implementasi proyek-proyek pembangkitan yang direncanakan dalam RUPTL disesuaikan dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, maka PLN tidak dapat secara sendiri membangun seluruh kebutuhan sarana tersebut. Dengan demikian Pemerintah diharapkan dapat berperan dalam pendanaan sebagian dari proyek-proyek pembangkit baru, dan sebagian lagi akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP).

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan *ownership* proyek kelistrikan :

- PLTU batubara: Direncanakan sebagai proyek PLN apabila PLN telah mendapat indikasi pendanaan dari *lender*, atau ditugaskan oleh pemerintah sebagai proyek PLN. Untuk proyek-proyek yang jadwalnya masih cukup lama dan belum ditetapkan *ownership*-nya untuk sementara dianggap sebagai proyek PLN.

⁴ LOLP dan reserve margin akan dijelaskan pada Bab IV

- PLTA dan *pumped storage* diupayakan menjadi proyek PLN.
- PLTP: Sesuai dengan regulasi di sektor panas bumi, proses pengadaan dilakukan melalui tender oleh Pemda sebagai total project⁵, kecuali untuk panas bumi yang WKPNya dimiliki oleh Pertamina dimana dapat dilakukan negosiasi langsung antara Pertamina dan PLN baik dalam bentuk ESC (*energy service contract* untuk supply uap) maupun PPA (*power purchase agreement* untuk supply listrik). Beberapa lokasi di Indonesia Timur yang WKP-nya telah menjadi milik PLN (PLTP skala kecil) akan dikembangkan sebagai proyek PLN.
- PLTG direncanakan sebagai proyek PLN.
- PLTGU gas direncanakan sebagai proyek PLN apabila telah ada indikasi pendanaan atau proyek PLTGU merupakan pengembangan dari PLTG *open cycle* milik PLN.

Perencanaan proyek PLTGU gas sebagai pembangkit pemikul beban medium dilakukan berdasarkan simulasi optimasi pengembangan pembangkit tanpa melihat ketersediaan pasokan gas. Munculnya PLTGU gas dalam RUPTL mengindikasikan adanya kebutuhan pembangkit medium di sistem kelistrikan. Namun demikian pelaksanaan proyek PLTGU gas hanya dilakukan apabila terdapat kepastian pasokan gas.

Dalam hal pasokan gas tidak diperoleh, maka pembangkit pemikul beban menengah PLTGU menjadi tidak dapat dikembangkan. Konsekuensinya sebagian pembangkit beban dasar, yaitu PLTU batubara, akan juga dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan capacity factor yang relatif rendah namun perlu dibantu oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai ramping rate tinggi.

Pengembangan PLTU batubara skala kecil merupakan program untuk menggantikan pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar minyak pada sistem isolated skala kecil yang selama ini dilayani dengan PLTD BBM. PLTU tersebut dapat dikembangkan baik oleh PLN maupun swasta.

⁵ Sisi hulu dan hilir dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik dengan PPA.

Untuk sistem Jawa-Bali, dalam RUPTL ini PLN akan mulai menggunakan PLTU batubara dengan kapasitas unit 1,000 MW dengan teknologi boiler supercritical untuk memperoleh efisiensi dan tingkat emisi yang lebih baik, termasuk untuk proyek IPP. Penggunaan ukuran unit sebesar ini juga didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah pada tahun 2012 diperkirakan beban puncak sistem Jawa Bali telah mencapai lebih dari 25 GW.

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit harus diupayakan memenuhi prinsip regional balance. Regional balance adalah situasi dimana kebutuhan listrik suatu region dipenuhi sebagian besar oleh pembangkit yang berada di region tersebut dan tidak banyak tergantung pada pasokan daya dari region lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, kebutuhan transmisi akan minimal.

Namun demikian kebijakan regional balance ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di lokasi yang jauh dan mengirim energinya ke pusat beban melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Hal ini tercermin dari adanya rencana untuk mengembangkan PLTU mulut tambang skala besar di Sumatra Selatan dan menyalurkan sebagian besar listriknya ke pulau Jawa melalui transmisi arus searah tegangan tinggi (*high voltage direct current transmission/HVDC*). Rencana ini hanya akan dilaksanakan apabila kebutuhan listrik di seluruh wilayah Sumatera telah terpenuhi dengan cukup. Situasi yang sama juga terjadi di sistem Sumatera, dimana sumber energi (batubara, panas bumi dan gas) lebih banyak tersedia di Sumbagsel, sehingga di wilayah ini banyak dikembangkan PLTU batubara dan PLTP yang energinya akan ditransfer ke Sumbagut.

2.3 KEBIJAKAN PENGEMBANGAN TRANSMISI

Pengembangan saluran transmisi secara umum diarahkan kepada tercapainya keseimbangan antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya pada distribusi di sisi hilir secara efisien dengan kriteria keandalan tertentu. Disamping itu pengembangan saluran transmisi juga dimaksudkan sebagai usaha untuk mengatasi bottleneck penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.

Sejalan dengan kebijakan pengembangan pembangkitan untuk mentransfer energi listrik dari wilayah yang mempunyai sumber energi primer tinggi ke wilayah lain yang mempunyai sumber energi primer terbatas, maka sistem Sumatera yang pada saat ini tengah berkembang pesat memerlukan jaringan interkoneksi utama (*backbone*) yang kuat mengingat jarak geografis yang sangat luas. Sebagai dampak dari kebijakan tersebut dalam RUPTL ini direncanakan pembangunan jaringan interkoneksi dengan tegangan 275 kV AC pada tahap awal dan tegangan 500 kV AC pada saat diperlukan, yaitu mulai tahun 2018.

Kebijakan utama lainnya adalah pembangunan sistem transmisi dilaksanakan dengan mempertimbangkan pertumbuhan beban sampai dengan 10 tahun ke depan.

Pada jaringan yang memasok ibukota negara direncanakan *looping* antar sub-sistem dengan pola operasi terpisah untuk meningkatkan keandalan pasokan.

Pada saluran transmisi yang tidak memenuhi kriteria keandalan N-1 akan dilaksanakan reconductoring dan uprating.

Perluasan jaringan transmisi dari grid yang telah ada untuk menjangkau sistem isolated yang masih dilayani PLTD BBM (*grid extension*) dilaksanakan dengan mempertimbangkan aspek ekonomi dan teknis.

Penentuan lokasi GI dilakukan atas pertimbangan keekonomian biaya pembangunan fasilitas sistem transmisi tegangan tinggi, biaya pembebasan tanah, biaya pembangunan fasilitas sistem distribusi tegangan menengah dan harus disepakati bersama antara unit pengelola sistem distribusi dan unit pengelola sistem transmisi.

Pemilihan teknologi seperti jenis menara transmisi, penggunaan tiang, jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah) dan perlengkapan (pemutus, pengukur dan proteksi) dilakukan oleh manajemen unit melalui analisis dan pertimbangan keekonomian jangka panjang, dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi standar SNI, SPLN atau standar internasional yang berlaku.

Kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi adalah sebagai berikut:

- a. Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI-GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.
- b. Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
- c. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA, namun dalam situasi tertentu seperti pasokan untuk konsumen besar dan daerah padat beban dapat digunakan unit size hingga 100 MVA.
- d. Trafo IBT GITET (500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET dengan pola operasi terpisah dengan 2 unit per sub-sistem.
- e. Spare trafo IBT 1 fasa disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per propinsi untuk GITET jenis konvensional.

2.4 KEBIJAKAN PENGEMBANGAN DISTRIBUSI

Fokus pengembangan dan investasi sistem distribusi secara umum diarahkan pada 4 hal, yaitu : perbaikan tegangan pelayanan, perbaikan SAIDI dan SAIFI, penurunan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua. Kegiatan berikutnya adalah investasi perluasan jaringan untuk melayani pertumbuhan dan perbaikan sarana pelayanan.

Pemilihan teknologi seperti jenis tiang (beton, besi atau kayu), jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah), sistem jaringan (radial, loop atau spindle), perlengkapan (menggunakan recloser atau tidak), termasuk penggunaan tegangan 70 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar, ditentukan oleh manajemen unit melalui analisis dan pertimbangan keekonomian jangka panjang dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi standard SNI atau SPLN yang berlaku.

2.5 KEBIJAKAN PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN

Pembangunan listrik perdesaan merupakan penugasan Pemerintah kepada PLN untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya diperoleh dari APBN, dan diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih

rendah. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jendral Listrik dan Pemanfaatan Energi (DJLPE) dan PLN dalam pembangunan listrik desa untuk menunjang rasio elektrifikasi 80% dan desa berlistrik 98,9% di tahun 2014 sesuai dengan Rencana Pembangunan Jangka Menengah (RPJM) Departemen ESDM 2010-2014 adalah :

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau Extension Trafo GI yang pendanaannya diperoleh dari APBN.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek PLTU skala kecil tersebar dan pembangkit mikro / mini hidro yang pendanaannya diperoleh dari APBN.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek PLTU skala kecil tersebar yang pendanaannya dari APLN, dengan catatan jalur keluar jaringan distribusi tersebut belum disediakan dari APLN.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusun tersebut belum berlistrik, daerah terpencil dan daerah perbatasan.
- Dimungkinkan pengadaan PLTD dengan skala terbatas pada daerah dengan kondisi pasokan kritis dan tidak duplikasi dengan rencana sewa pembangkit.
- Dimungkinkan pengadaan hybrid PLTSurya & hybrid PLTBayu yang sistemnya terhubung dengan grid PLN.

2.6 KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Mendukung kebijakan pemerintah dalam pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) yaitu menyangkut konservasi energi, efisiensi pemanfaatan sumber energi setempat, diversifikasi energi dan pelestarian lingkungan. Selain itu PLN menetapkan kebijakan untuk memprioritaskan pemanfaatan EBT di daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya, terutama di wilayah Indonesia Timur. Pemanfaatan EBT tidak selalu berbasis keekonomian namun lebih didorong oleh semangat PLN untuk memberikan kesempatan kepada masyarakat terpencil yang tertinggal untuk mendapat akses listrik.

Dari kebijakan tersebut PLN dalam RUPTL ini merencanakan pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa PLTS (tenaga surya), PLTB (tenaga angin), biomass, bio fuel, gasifikasi batubara (energi baru). PLN juga mendorong penelitian, pengembangan dan penerapan EBT lain seperti OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion), arus laut dan fuel cell.

BAB III

KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

3.1 PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Sebelum krisis ekonomi tahun 1997/98 penjualan tenaga listrik dalam beberapa tahun mengalami pertumbuhan yang cukup tinggi, rata-rata 13% per tahun. Namun setelah krisis ekonomi, perkembangan penjualan tenaga listrik mengalami pertumbuhan relatif lebih rendah yaitu 7,3% dengan rincian seperti terlihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

Wilayah	2005	2006	2007	2008	2009	Rata-rata
Indonesia	106,09	111,48	119,97	127,63	133,11	
Growth (%)	6,88	5,08	7,62	6,38	4,30	6,1
Jawa - Bali	85,39	89,04	95,62	100,77	104,11	
Growth (%)	6,79	4,28	7,39	5,39	3,31	5,4
Sumatera	12,45	13,61	14,69	16,44	17,62	
Growth (%)	7,23	9,33	7,92	11,87	7,22	8,7
Kalimantan	3,48	3,64	3,92	4,24	4,65	
Growth (%)	6,61	4,59	7,63	8,15	9,56	7,3
Sulawesi	3,31	3,57	3,93	4,22	4,59	
Growth (%)	6,65	7,64	10,21	7,30	8,77	8,1
Indonesia Bagian Timur	1,45	1,61	1,81	1,96	2,15	
Growth (%)	10,57	10,81	12,27	8,33	9,91	10,4

Pada Tabel 3.1 dapat dilihat bahwa pertumbuhan penjualan di Jawa Bali relatif rendah, namun pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia bagian timur tetap tinggi.

Kecenderungan pertumbuhan penjualan yang rendah di Jawa Bali disebabkan oleh karena pada periode 2005 – 2009 penambahan kapasitas pembangkit

relatif kecil⁶ sehingga penjualan dikendalikan/ditekan, penerapan program 'Daya Max Plus' (DMP), tarif multiguna dan program *demand side management* (DSM)⁷, serta partisipasi pembiayaan penyambungan. Selain itu adanya krisis finansial global yang mulai melanda pada triwulan ketiga 2008 hingga akhir tahun 2009 mengakibatkan penjualan tenaga listrik tahun 2009 hanya tumbuh 3,31%. Keterbatasan kemampuan PLN dalam membangun jaringan transmisi, gardu induk, trafo dan sistem distribusi juga berkontribusi pada rendahnya penjualan.

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh tinggi, yaitu rata-rata 8,7% per tahun, tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 3,3% per tahun sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya yang kronis dan penjualan harus ditahan.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 7,3% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% pertahun, sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya dan penjualan ditahan.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 8,1% per tahun, sementara penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 2,4% per tahun, hal ini telah mengakibatkan krisis kelistrikan yang cukup parah khususnya di Sulawesi Selatan.

Penjualan tenaga listrik di Indonesia Bagian Timur tumbuh paling tinggi, rata-rata 10,4% per tahun, tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 2,1% pertahun. Hal ini mengakibatkan krisis kelistrikan yang parah di banyak daerah dan penjualan ditahan.

Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat jauh lebih tinggi karena daftar tunggu yang tinggi akibat keterbatasan sisi pasokan dan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Sedangkan pertumbuhan di Jawa diperkirakan akan pulih kembali dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010.

⁶ Yaitu sekitar 3.000 MW antara tahun 2005 – 2009 atau rata-rata 600 MW per tahun.

⁷ Program DSM yang berjalan cukup baik adalah kontrak "Sinergi" di Jawa Barat, dimana konsumen besar diperkenankan menggunakan listrik lebih di luar beban puncak, namun harus mengurangi pemakaian listrik pada saat beban puncak.

3.1.1 Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2005 – 2009 mengalami peningkatan dari 34,4 juta menjadi 41,0 juta atau bertambah rata-rata 1,12 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 0,98 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 67 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 95 ribu pelanggan per tahun dan terakhir sektor industri rata-rata 270 pelanggan per tahun. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam lima tahun terakhir.

Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan [Ribu Unit]

Jenis pelanggan	2005	2006	2007	2008	2009
Rumah tangga	32.025,7	32.954,5	34.508,1	35.835,5	36.897,0
Bisnis	1.436,1	1.633,1	1.585,1	1.687,3	1.770,4
Publik	1.856,7	1.856,7	1.977,6	2.104,5	2.329,3
Industri	46,3	46,2	46,6	47,3	47,6
total	35.364,8	36.490,5	38.117,4	39.674,6	41.044,4

3.1.2 Rasio Elektrifikasi

Rasio elektrifikasi didefinisikan sebagai jumlah rumah tangga yang sudah berlistrik dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Perkembangan rasio elektrifikasi secara nasional dari tahun ke tahun mengalami kenaikan, yaitu dari 58,3% pada tahun 2005 menjadi 65,0% pada tahun 2009.

Pada periode tersebut kenaikan rasio elektrifikasi pada wilayah-wilayah Jawa-Bali, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan pulau lainnya diperlihatkan pada Tabel 3.3 berikut ini.

Tabel 3.3 Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%)

Wilayah	2005	2006	2007	2008	2009
Indonesia	58,3	59,0	60,8	62,3	65,0
Jawa-Bali	63,1	63,9	66,3	68,0	69,8
Sumatra	55,8	57,2	56,8	60,2	63,5
Kalimantan	54,5	54,7	54,5	53,9	55,1
Sulawesi	53,0	53,2	53,6	54,1	54,4
Indonesia Bag Timur	30,1	30,6	30,6	30,6	31,8

Pada tabel tersebut terlihat bahwa terjadi pertumbuhan rasio elektrifikasi yang tidak merata pada masing-masing daerah, dengan rincian sebagai berikut :

- Jawa Bali dan Sumatera : rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan paling tinggi, yaitu sekitar 1,1% per tahun,
- Kalimantan : rasio elektrifikasi mengalami penurunan dalam dua tahun terakhir, disebabkan oleh keterbatasan pembangkitan yang tidak sebanding dengan penambahan jumlah rumah tangga.
- Sulawesi : rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan relatif rendah, hanya 0,5% per tahun disebabkan keterbatasan kemampuan pembangkit, meskipun sebagian pemerintah daerah sudah memberikan bantuan penyediaan pembangkit dan jaringan distribusi.
- Indonesia bagian timur : rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sangat rendah, hanya 0,1% per tahun. Hal ini disebabkan oleh keterbatasan kemampuan pembangkit, atau karena pemanfaatan sumber energi terbarukan masih terbatas dan jauh dari pemukiman penduduk.

3.1.3 Pertumbuhan Beban Puncak

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa Bali dalam 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.4. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak tumbuh relatif rendah, yaitu rata-rata 3,9%, dengan *load factor* yang terus meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 5,4% (lihat tabel 3.1). Perbaikan *load factor* terjadi karena adanya kebijakan pembatasan penggunaan daya pada saat beban puncak pada konsumen besar dan penerapan tarif multiguna untuk mengendalikan pelanggan baru.

Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali 2005 – 2009

Deskripsi	Satuan	2005	2006	2007	2008	2009
Kapasitas	MW	19.466	22.126	22.236	22.296	22.906
Daya Mampu	MW	15.741	17.960	20.309	20.369	21.784
Beban Puncak Bruto	MW	15.359	15.954	16.840	16.892	17.671
Beban Puncak Netto	MW	14.821	15.396	16.251	16.301	17,211
Pertumbuhan	%	2,9	3,9	5,6	0,3	5,6
Faktor Beban	%	75	75	76	78,7	77,7

Dalam kurun waktu lima tahun terakhir, sistem kelistrikan di luar Jawa-Bali mengalami pertumbuhan beban puncak rata-rata 10,0% dengan pertumbuhan tertinggi terjadi di Sumatera, yaitu 11,3%. Sedangkan sistem Kalimantan hanya tumbuh rata-rata 6%, karena pertumbuhan beban masih terkendala oleh keterbatasan pasokan dari pembangkit yang ada.

3.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

Pada tahun 2009 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia sebesar 30.320 MW yang terdiri dari 22.906 MW di sistem Jawa-Bali dan kapasitas terpasang untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur sebesar 7.414 MW.

Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Kapasitas terpasang pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar di sistem Indonesia Barat dan Indonesia Timur pada saat ini adalah 7.414 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.5. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 612 MW. Dengan daya terpasang sebesar itu, daya mampu pembangkit hanya sekitar 5.560 MW atau 75% dari kapasitas terpasang. Hal ini disebabkan oleh karena sistem pembangkitan tersebut masih didominasi oleh PLTD sebesar 2.627 MW (sekitar 35%), dan sekitar 1.600 MW PLTD tersebut telah berusia lebih dari 10 tahun.

Beban puncak sistem kelistrikan Indonesia Barat dan Indonesia Timur, diperkirakan akan mencapai sekitar 6.398 MW pada tahun 2009. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit pada saat ini dengan mempertimbangkan cadangan sebesar 30%, maka diperkirakan akan terjadi kekurangan sekitar 1.600 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN telah melakukan sewa pembangkit dari pihak swasta atau memperoleh bantuan dari pemerintah daerah setempat. Sewa pembangkit dan pembelian *excess power* oleh PLN Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur telah mencapai 1.067 MW pada tahun 2009 dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel 3.6.

Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MW) Tahun 2009

PROVINSI	PLN						Kapasitas Total PLN	Kapasitas Total IPP	Kapasitas Total PLN+IPP
	PLTD	PLTG	PLTGU	PLTU	PLTA/M	PLTP			
	MW	MW	MW	MW	MW	MW			
NAD	205	-	-	-	2	-	207	-	207
Sumatera Utara	53	306	818	490	140	-	1,807	10	1,817
Sumatera Barat	38	-	-	200	254	-	492	-	492
Riau	90	43	-	-	114	-	247	-	247
Kep. Riau	124	-	-	-	-	-	124	-	124
Bengkulu	17	-	-	-	236	-	253	-	253
Sumatera Selatan	43	230	-	285	-	-	558	268	825
Jambi	43	62	-	-	-	-	105	-	105
Bangka Belitung	89	-	-	-	-	-	89	-	89
Lampung	96	21	-	200	122	-	439	-	439
Kalimantan Barat	217	34	-	-	0	-	251	-	251
Kalimantan Selatan	134	21	-	130	30	-	315	-	315
Kalimantan Tengah	78	-	-	-	-	-	78	-	78
Kalimantan Timur	247	40	60	-	-	-	347	45	392
Sulawesi Utara	114	-	-	-	52	60	226	3	229
Gorontalo	58	-	-	-	-	-	58	-	58
Sulawesi Tengah	113	-	-	-	6	-	119	31	150
Sulawesi Selatan	103	123	-	25	149	-	400	255	655
Sulawesi Barat	8	-	-	-	-	-	8	-	8
Sulawesi Tenggara	75	-	-	-	-	-	75	-	75
Maluku	105	-	-	-	-	-	105	-	105
Maluku Utara	76	-	-	-	-	-	76	-	76
Papua	119	-	-	-	2	-	121	-	121
Papua Barat	42	-	-	-	2	-	44	-	44
Nusa Tenggara Barat	139	-	-	-	1	-	140	-	140
Nusa Tenggara Timur	117	-	-	-	1	-	118	-	118
TOTAL	2,543	880	878	1,330	1,112	60	6,802	612	7,414

Wilayah Operasi Jawa Bali

Kapasitas pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2009 sebesar 910 MW, yaitu PLTP Wayang Windu 2 (110 MW), PLTU Labuan 1 (300 MW) dan PLTGU Muara Karang Repowering 500 MW. PLTU Muara Karang 1, 2 dan 3 (300 MW) di-demolish karena lokasinya digunakan untuk pembangunan PLTGU Muara Karang Repowering tersebut.

Dengan tambahan pembangkit baru di sistem Jawa Bali, dan terus meningkatnya beban puncak, maka reserve margin pada akhir tahun 2009 diperkirakan sebesar 30%. Walaupun kapasitas pembangkit mencukupi, namun selama tahun 2009 telah terjadi beberapa pemadaman listrik di Jawa Bali,

terutama di Jakarta dan Bali. Hal tersebut lebih disebabkan oleh adanya *bottleneck* pada sistem transmisi yang memasok Jakarta dan Bali.

Tabel 3.6 Daftar Sewa Pembangkit dan Excess Power Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MW) Tahun 2009

No.	PLN Wilayah	2009	
		Sewa	Excess Power
1	Babel	22	5,0
2	Kalbar	89	7,0
3	Kalselteng	35	11,5
4	Kaltim	150	6,5
5	Kitsumbagsel	130	10
6	Kitsumbagut	179	62,5
7	Maluku	13	
8	NAD	53	
9	NTB	40	
10	NTT	21	
11	Papua	45	3,6
12	Riau & Kepri	19	12,3
13	S2JB	44	6,2
14	Sulselra	47	7,0
15	Suluttenggo	54	
16	Sumbar		0,7
Jumlah		941	125,8

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dan pengelolaannya dapat dilihat pada Tabel 3.7.

Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2009

No.	Jenis Pembangkit	IP	PJB	PLN	IPP	Jumlah	
						MW	%
1	PLTA	1.103	1.283		150	2.536	11.1
2	PLTU						
	Batubara	3.400	800	1.620	3.050	8.870	38.7
	BBG/BBM		1.000			1.000	4.4
	BBM	500				500	2.2
3	PLTGU						
	BBG/BBM	1.180	2.587	740		4.507	19.7
	BBM	1.496	640			2.136	9.3
4	PLTG						
	BBG/BBM	40	62		150	252	1.1
	BBM	806	320	858		1.984	8.7
5	PLTD	76				76	0.3
6	PLTP	360			575	1.045	4.6
Jumlah		8.961	6.692	3.218	4.035	22.906	100.0

3.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI

Sistem Transmisi Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Timur

Sistem penyaluran dan distribusi di Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Timur dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Sumatera, Kalimantan, dan Sulawesi dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan sistem lainnya, yaitu Nusa Tenggara, Maluku, dan Papua belum memiliki saluran transmisi.

Pembangunan gardu induk meningkat 23,2% per tahun dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2005 sekitar 7.219 MVA meningkat menjadi 8.895 MVA pada tahun 2009.

Pada Tabel 3.8 diperlihatkan perkembangan gardu induk di sistem Indonesia Barat dan Indonesia Timur selama 5 tahun terakhir.

Tabel 3.8 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (MVA)

Region	2005	2006	2007	2008	2009
Sumatra					
275/150 kV	80	160	160	160	160
150/20 kV	4.390	4.419	4.474	4.804	5.140
70/20 kV	355	360	360	360	375
Kalimantan					
150/20 kV	934	1.094	1.174	1.174	1.383
70/20 kV	157	157	157	157	157
Sulawesi					
150/20 kV	813	923	1.045	1.074	1.074
70/20 kV	490	532	546	606	606
Sub-Total					
275/150 kV	80	160	160	160	160
150/20 kV	6.137	6.436	6.693	7.052	7.597
70/20 kV	1.002	1.049	1.063	1.018	1.138
Total	7.219	7.645	7.916	8.230	8.895

Tabel 3.9 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur (kms)

Region	2005	2006	2007	2008	2009
Sumatra					
275 kV	-	-	781	781	1.011
150 kV	4.361	8.521	7.739	8.423	8.221
70 kV	310	310	334	334	334
Kalimantan					
150 kV	1.120	1.264	1.305	1.429	1.429
70 kV	123	123	123	123	123
Sulawesi					
150 kV	1.044	1.769	1.839	1.957	1.957
70 kV	420	505	505	505	519
Sub-Total					
275 kV	-	-	781	781	1.011
150 kV	6.525	11.554	10.884	11.509	11.657
70 kV	853	938	962	962	976
Total	7.378	12.492	12.627	13.252	13.594

Tabel 3.9 menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat 84,3% per tahun dimana panjang saluran transmisi pada tahun 2005 sekitar 7.378 kms meningkat menjadi 13.594 kms pada tahun 2009.

Sistem Transmisi Jawa Bali

Perkembangan kapasitas trafo gardu induk dan sarana penyaluran sistem Jawa Bali untuk 5 tahun terakhir ditunjukkan pada Tabel 3.10 dan Tabel 3.11.

Tabel 3.10 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali (x1.000)

Level Tegangan	Unit	2005	2006	2007	2008	2009
150/20 kV	MVA	24,47	25,30	26,07	26,15	27,08
70/20 kV	MVA	2,79	2,88	2,80	2,75	2,74
Jumlah	MVA	27,26	28,18	28,87	28,90	29,82
B.Puncak	MW	15,35	15,95	16,26	16,31	17,21

Tabel 3.11 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali

Level Tegangan	Unit (x1.000)	2005	2006	2007	2008	2009
500 kV	kms	3,58	5,05	5,05	5,09	5,11
150 kV	kms	11,23	11,27	11,61	11,85	11,97
70 kV	kms	3,77	3,66	3,58	3,61	3,61

Dari Tabel 3.11 dapat dilihat bahwa panjang saluran transmisi 70 kV terus berkurang karena ditingkatkan (*uprated*) menjadi 150 kV guna meningkatkan kapasitas, keandalan dan perbaikan kualitas pelayanan ke konsumen.

Keseimbangan kapasitas pembangkit dengan kapasitas trafo interbus (IBT) dan trafo GI per sistem tegangan 500 kV, 150 kV dan 70 kV dalam kurun waktu 5 tahun terakhir diperlihatkan oleh Tabel 3.12.

Tabel 3.12 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT)

Level Tegangan	Satuan (x1.000)	2005	2006	2007	2008	2009
Kit. Sistem 500 kV	MW	11,65	12,97	12,97	12,97	12,97
Trf. 500/150 kV	MVA	15,50	17,00	17,00	17,00	17,50
Kit. Sistem 150 kV	MW	7,55	8,89	8,99	9,01	10,11
Trf. 150/70 kV	MVA	3,58	3,58	3,58	3,58	3,82
Kit. Sistem 70 kV	MW	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
Trf. 150/20 kV	MVA	24,47	25,30	26,07	26,15	26,33
Trf. 70/20 kV	MVA	2,79	2,88	2,80	2,75	2,74

Bottleneck Transmisi di Sistem Jawa Bali

Sebagaimana telah disebutkan pada butir 3.2, selama tahun 2009 telah terjadi kondisi krisis kelistrikan di Jakarta dan Bali sebagai akibat dari adanya *bottleneck* pada sistem transmisi yang memasok Jakarta metropolitan dan pulau Bali.

Beban listrik di metropolitan Jakarta sekitar 5.000 MW dilayani oleh pembangkit di Muara Karang dan Tanjung Priok yang terhubung ke sistem jaringan tegangan tinggi 150 kV. Sistem 150 kV Jakarta ini juga dipasok oleh sistem transmisi tegangan ekstra tinggi 500 kV melalui interbus transformer 500/150 kV di GITET Bekasi, Cawang, Gandul, Depok dan Kembangan.

Pembebanan trafo IBT di GITET-GITET tersebut telah sangat tinggi (mendekati 100%), sehingga pada saat terjadi gangguan pada trafo IBT di GITET Kembangan dan Cawang pada bulan Oktober 2009, sistem Jakarta menjadi defisit sekitar 1.000 MW yang tidak dapat dilayani karena tidak tersedia trafo IBT cadangan, atau terjadi kondisi *bottleneck*. Hal ini telah menyebabkan terjadinya pemadaman di sebagian kawasan Jakarta dari awal Oktober 2009 sampai dengan minggu kedua Desember 2009, setelah pembangunan GITET

Balaraja dapat dipercepat dan kerusakan trafo IBT di GITET Cawang selesai diganti.

Belajar dari pengalaman tersebut, PLN telah membuat rencana perkuatan pasokan listrik Jakarta dan kota-kota besar lainnya dalam RUPTL ini.

3.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

Beberapa tahun belakangan ini investasi di jaringan distribusi sangat terbatas, sementara permintaan sambung baru dan tambah daya seluruh Indonesia cenderung naik dari tahun ke tahun sehingga tahun 2009 daftar tunggu mencapai 6.000 MVA, dimana untuk metropolitan Jakarta saja jumlahnya mencapai 4.000 MVA.

Melihat kondisi ini PLN terpaksa menerapkan partisipasi dari pelanggan/calon pelanggan untuk membiayai investasi penyambungan.

3.4.1 Susut Jaringan Distribusi

Realisasi rugi jaringan distribusi PLN mulai tahun 2004 cenderung menurun ke tingkat 10,55% pada tahun 2008 sejalan dengan usaha-usaha menekan susut jaringan seperti terlihat pada Tabel 3.13.

Tabel 3.13 Rugi Jaringan Distribusi (%)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Susut Distribusi	8,96	9,28	9,18	8,84	8,29	7,93

3.4.2 Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI⁸ jaringan PLN pada lima tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.14.

⁸ SAIDI adalah System Average Interruption Duration Index, SAIFI adalah System Average Interruption Frequency Index

Tabel 3.14 SAIDI dan SAIFI PLN

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
SAIDI (jam/pelanggan/tahun)	9,43	15,77	27,01	28,94	80,90	16,70
SAIFI (kali/pelanggan/tahun)	11,78	12,68	13,85	12,77	13,33	10,78

Gambaran mengenai kondisi kelistrikan saat ini yang lebih detail dapat dilihat pada Lampiran A, B dan C yang menampilkan kondisi kelistrikan per provinsi.

3.5 MASALAH-MASALAH YANG MENDESAK

3.5.1 Daerah Krisis

Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Banyak sistem kelistrikan di Indonesia Barat dan Indonesia Timur, baik pada sistem interkoneksi yang cukup besar maupun sistem isolated yang kecil, mengalami krisis pada tahun 2010. Krisis tersebut disebabkan oleh keterbatasan kemampuan pembangkit PLN dan IPP dalam memenuhi kebutuhan. Hal ini ditandai oleh adanya pemadaman bergilir yang cukup parah dan upaya jangka pendek yang dilakukan PLN adalah sewa pembangkit dan pembelian excess power dari captive.

Sistem kelistrikan yang mengalami kondisi krisis per bulan Maret 2010 sesuai Permen ESDM No. 89-12/20/600.1/2010 adalah :

Untuk sistem dengan beban puncak ≥ 10 MW :

- Sumatera : Takengon, Subulussalam, Meulaboh, Merawang, Belitung
- Kalselteng : Barito
- Papua dan Papua Barat : Jayapura, Timika, Sorong

Untuk sistem dengan beban puncak < 10 MW :

- Aceh : Kutacane
- Sumut : Nias, Nias Selatan
- Bengkulu : Muko-muko
- Bangka Belitung : Mentok, Koba, Toboali
- Suluttenggo : Talaud, Moutong
- Sulselrabar : Raha, Wangi-wangi, Kolaka Utara, Buton Utara, Selayar
- Maluku dan Maluku Utara : Tual, Masohi, Saumlaki, Sanana, Bacan

Wilayah Operasi Jawa Bali

Krisis di wilayah operasi Jawa Bali terjadi di Jakarta dan Bali. Krisis kelistrikan di metropolitan Jakarta terjadi karena adanya bottleneck di sistem transmisi 500 kV, yaitu khususnya kapasitas trafo IBT 500/150 kV yang terbatas, sebagaimana dijelaskan pada butir 3.3.

Sedangkan krisis yang terjadi di Bali disebabkan oleh terbatasnya kemampuan pembangkit di Bali, khususnya selama PLTG unit terbesar menjalani pemeliharaan, dan keterbatasan kabel laut yang menyalurkan listrik dari pulau Jawa.

3.5.2 Penanggulangan Daerah Krisis

Wilayah Operasi Indonesia Timur dan Indonesia Barat

Kondisi krisis penyediaan tenaga listrik di wilayah operasi Indonesia Barat dan Timur pada dasarnya terjadi karena keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP. Penyebab keterlambatan ada berbagai hal, antara lain kesulitan pendanaan dan kendala pembangunan di lapangan, sehingga proyek yang sudah dijadwalkan tidak dapat beroperasi tepat waktu.

Upaya jangka pendek yang telah diambil pemerintah dan PLN untuk menanggulangi daerah krisis meliputi sewa pembangkit, pembelian PLTG crash program, pembelian energi listrik dari pembangkit skala kecil, bermitra/kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian excess power, percepatan pembangunan PLTU batubara PerPres 71/2006, membangun saluran transmisi interkoneksi, dan mengamankan kontinuitas pasokan energi primer.

Kondisi krisis pada sistem besar/menengah ditanggulangi dengan menyewa atau membeli pembangkit seperti PLTD MFO atau HSD, PLTG gas, PLTMG (*gas engine*) yang dapat tersedia dalam waktu relatif singkat untuk secepatnya mengurangi terjadinya pemadaman. Selain itu juga dilakukan usaha membangun jaringan 150 kV seperti yang dilakukan di Sulawesi, yaitu menarik jaringan 150 kV dari sistem Minahasa ke sistem Gorontalo, dan juga sistem Kalselteng ke sistem Pangkalanbun sehingga dapat saling membantu dalam mengatasi kondisi krisis.

Pada sistem-sistem isolated yang mengalami kondisi krisis, PLN mengupayakan penanggulangannya dengan menyewa PLTD dan mempercepat interkoneksi dengan sistem besar. Selain itu diupayakan penerapan Demand Side Management, dan membatasi jumlah pelanggan baru/tambah daya.

Wilayah Operasi Jawa Bali

Karena krisis di Jawa Bali khususnya Jakarta dan Bali disebabkan oleh *bottleneck* transmisi maka krisis tersebut diatasi dengan memperkuat sistem transmisi yang memasok Jakarta metropolitan dan pulau Bali.

Perkuatan pasokan Jakarta dilakukan dengan :

- Menambah IBT 500/150 kV 500 MVA di GITET Gandul, Bekasi, Cibatu, Balaraja, Depok dan Cawang, total kapasitas 3.000 MVA sampai dengan 2013.
- Membangun GITET 500kV baru di Duri Kosambi 2 x 500 MVA, GI 150 kV Muara Tawar dan IBT-1 x 500 MVA, total kapasitas 1.500 MVA sampai dengan 2013.
- Menambah spare IBT 500/150 kV 166 MVA di Cawang, Kembangan, Gandul.
- Looping SKTT 150 kV yang dipasok radial diantaranya : Gedung Pola, Manggarai, Dukuh Atas, Mangga Besar, Duren Tiga, Kebon Sirih dan Gambir Lama.
- Reconductoring transmisi 150 kV di Gandul – Serpong, Serpong – Bintaro – Petukangan, Angke – Ancol, Box Semanggi Barat – Semanggi Timur, Semanggi Barat – Karet Lama dan Cikupa – Balaraja.

Perkuatan pasokan Bali dilakukan dengan :

- Membangun kabel laut Jawa – Bali sirkit ke 3 dan ke 4.
- Reconductoring Kapal – Padang Sambian – Pesanggaran.
- Membangun overhead line/kabel laut 500 kV Java Bali crossing.

3.5.3 Masalah Mendesak Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Hal – hal yang mendesak pada wilayah operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur meliputi antara lain :

Pembangkitan

- Mempercepat pembangunan proyek percepatan PLTU batubara 10.000 MW tahap 1, termasuk tambahan proyek PLTU Riau 2x100 MW dan PLTU Teluk Balikpapan 2x100 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek pembangkit milik PLN lainnya, seperti PLTA Asahan 3 – 174 MW, PLTA Peusangan 86 MW, PLTU Sumut Baru 2x200 MW, Kalselteng Baru 2x100 MW, Kalteng Baru 50 MW.
- Mempercepat interkoneksi Kalbar-Serawak melalui transmisi 275 kV untuk *energy exchange* dan menjadi *contingency* untuk keterlambatan proyek pembangkit di Kalbar.
- Mempercepat pengadaan gas (LNG dengan floating terminal) di Sumut untuk memasok PLTGU Belawan 2x400 MW dan tambahan PLTG *task force* 100 MW tahun 2012.
- Mempercepat penyelesaian kontrak gas PLTGU Sengkang 180 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek pembangkit milik IPP, seperti PLTA Poso 195 MW, PLTU Jenepono 2x100 MW, PLTU Takalar 2x100 MW, PLTU Kalbar 2x25 MW, PLTU Kaltim Baru 2x100 MW dan 50 MW, PLTU Kalsel Baru 2x100 MW, PLTG Senipah 80 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek PLTP di Sumatera dalam program percepatan pembangkit 10.000 MW Tahap 2 hingga 1.770 MW sampai dengan tahun 2014, antara lain PLTP Sarulla 1 (330 MW), Ulubelu 3 dan 4 (110 MW), Lumut Balai 220 MW, Sungai Penuh 110 MW, Hululais 110 MW, Rajabasa 220 MW, Rantau Dadap 220 MW, Muara Laboh 220 MW, Seulawah 55 MW, Sarulla 2 (110 MW), Sorik Merapi 55 MW.
- Pembangunan PLTP Lahendong 4 (20 MW).
- Pengadaan gas untuk PLTG 40 MW di Semberah, Kalimantan Timur.
- Pembangunan PLTGU IPP Bangkanai 120 MW untuk memanfaatkan gas yang sudah dialokasikan untuk PLN di Bangkanai, Kalteng.
- Amandemen kontrak gas Jambi Merang dan sewa pembangkit 400 MW di Aur Duri.
- Penyelesaian kontrak dengan PT Palu Power menyesuaikan komponen C.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat pengadaan IBT 275/150 kV pada sistem transmisi 275 kV di jalur barat Sumatera (Lahat - Lubuk Linggau – Bangko - Muara Bungo – Kiliranjao).
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao – Payakumbuh – Padang Sidempuan.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Asahan 1 – Simangkok – Galang dan IBT 275/150 kV di Simangkok dan Galang yang harus dapat beroperasi seiring dengan beroperasinya PLTA Asahan 1 pada tahun 2010.
- Mempercepat konstruksi transmisi 275 kV PLTU Pangkalan Susu – Binjai dan IBT 275/150 kV di Binjai yang harus dapat beroperasi seiring dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu pada tahun 2010.
- Membangun transmisi 275 kV Pangkalan Susu – Binjai sirkit 3.
- Membangun transmisi jalur timur Sumatra (dari Betung – Aur Duri – Rengat – Garuda Sakti).
- Mempercepat konstruksi transmisi 150 kV Sengkang – Sidrap dan Sidrap – Maros – Sungguminasa Baru yang harus dapat beroperasi seiring dengan beroperasinya extension PLTG/PLTGU Sengkang pada tahun 2011.
- Mempercepat konstruksi transmisi 150 kV PLTA Poso – Palu.
- Membangun transmisi 150 kV Muarateweh – Buntok – Tanjung.
- Trafo overload di sistem-sistem Indonesia Timur dan Barat sebanyak 32 trafo pada tahun 2010 .
- Pembangunan IBT 60 MVA 150/70 kV Tomohon karena diperlukan untuk menyalurkan listrik PLTP Lahendong 3.

3.5.4 Masalah Mendesak Sistem Jawa Bali

Hal – hal yang mendesak untuk penyelesaiannya pada sistem Jawa-Bali meliputi antara lain :

- Penguatan pasokan Jakarta terdiri dari beberapa program :
 - Mempercepat penyelesaian penambahan interbus transformer (IBT) 500/150kV 500 MVA di 7 lokasi (3500 MVA), yaitu IBT-3 Bekasi, IBT-3 Cawang 1x500 MVA, IBT-3 Gandul 1x500MVA, IBT-4 Cibatu, IBT-1 Muaratawar 1x500MVA (2016) dan IBT-2 Balaraja 1x500MVA.
 - Mempercepat pembangunan GITET baru di 6 lokasi (6000 MVA) yaitu: Durikosambi 2x500 MVA (2013), Tambun 2x500 MVA (2014), Muarakarang 2x500 MVA (2016), Lengkong (2014), Cawang Baru 2x500 MVA (2014), Pulogadung 2x500 MVA (2017).
 - Membangun ruas SUTET baru yaitu : SUTET Balaraja-Kembangan (2012), Kembangan-Durikosambi (2013), Durikosambi-Muarakarang (2016), Gandul-Cawang (2014), Cawang-Pulogadung (2017).
 - Pengadaan spare IBT 166 MVA di 3 lokasi GITET yaitu : Cawang, Kembangan dan Gandul.
- Penguatan pasokan kota-kota besar lainnya terdiri dari beberapa program :
 - Penambahan interbus transformer (IBT) 500/150kV di 2 lokasi yaitu : IBT-3 Pedan 1x500 MVA, IBT-3 Krian 1x500MVA.
 - Membangun 3 GITET baru di 3 lokasi (2.000 MVA) yaitu : Ngimbang 1x500 MVA, Ujung Berung 1x500 MVA (2011), Tanjung Jati 2x500 MVA (2012) serta mempercepat pengoperasian GITET Surabaya Selatan 2x500 MVA (2012).
 - Pengadaan spare IBT 166 MVA di 4 lokasi GITET yaitu : Mandirancan, Pedan, Krian dan Grati.
- Penguatan pasokan subsistem Bali terdiri dari beberapa program yaitu :
 - Pembangunan kabel laut 150 kV Jawa Bali #3, #4 2x100 MW (2010).
 - Pembangunan Jawa Bali Crossing 500 kV dari PLTU Paiton ke Kapal (2015).
 - Mempercepat konstruksi PLTU IPP Celukan Bawang 3x125 MW.
 - Mempercepat proses pembangunan PLTU Bali Timur 2x100 MW.
- Mengupayakan pendanaan transmisi terkait dengan take or pay clause :

- SUTET terkait dengan pembangkit PLTU IPP Tanjung Jati B unit 3&4, 2 x 660 MW, yaitu SUTET Tanjung Jati – Tx. Ungaran (2012), Tx. Ungaran – Pemalang - Mandirancan (2014), dan Mandirancan – Indramayu - Cibatuh (2015).
- SUTET terkait dengan pembangkit PLTU IPP Paiton Expansion 1x800MW, yaitu SUTET Paiton – Grati sirkit 3 (2012) dan mempercepat penyelesaian SUTET Grati – Surabaya Selatan (2010).
- SUTT terkait dengan pembangkit PLTU IPP Cirebon 1x660 MW, yaitu SUTT Sunyaragi - PLTU Cirebon - Brebes – Kebasen (2011).
- Mempercepat pembangunan transmisi terkait program percepatan 10.000 MW (pendanaan, ROW, dll).
- Pengadaan trafo tersebar untuk mengatasi overload trafo GI sebanyak 100 x 60 MVA.
- Pembangunan pumped storage Upper Cisokan berkapasitas 4x250 MW, direncanakan selesai tahun 2014, akan mengurangi penggunaan BBM saat puncak setelah selesainya PLTU Percepatan 10.000 MW.
- Mengupayakan pasokan gas untuk pembangkit PLTGU tipe Frame F re-powering Muara Karang 740 MW dan re-powering Tanjung Priok 740 MW.
- Pembangunan PLTU jenis *supercritical* kelas 1.000 MW, akan memperbaiki bauran energi dan mengurangi dampak terhadap lingkungan hidup.

BAB IV

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK 2010 – 2019

4.1 KRITERIA PERENCANAAN

4.1.1 Perencanaan Pembangkit

Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV total biaya penyediaan listrik termurah (*least cost*) dalam suatu kurun waktu periode perencanaan, dan memenuhi kriteria keandalan tertentu. Konfigurasi termurah diperoleh melalui proses optimasi suatu *objective function* yang mencakup NPV dari biaya kapital, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan dan biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada tahun akhir perioda studi. Simulasi dan optimisasi dilakukan dengan menggunakan model yang disebut WASP (*Wien Automatic System Planning*).

Kriteria keandalan yang dipergunakan adalah *Loss of Load Probability* (LOLP) lebih kecil dari 0.274%, atau ekuivalen dengan 1 hari/tahun. Hal ini berarti kemungkinan/probabilitas terjadinya beban puncak melampaui kapasitas pembangkit yang tersedia adalah lebih kecil dari 0.274%.

Perhitungan kapasitas pembangkit dengan kriteria LOLP menghasilkan reserve margin tertentu yang nilainya tergantung pada tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, ukuran unit, dan jenis unit⁹.

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP < 0.274% adalah setara dengan reserve margin > 25-30% dengan basis daya mampu netto. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka reserve margin yang dibutuhkan adalah sekitar 35%¹⁰.

⁹ Unit hidro yang outputnya sangat dipengaruhi oleh variasi musim mempunyai nilai EAF (equivalent availability factor) yang berdampak besar pada LOLP dan ketercukupan energi.

¹⁰ Dengan asumsi derating pembangkit sekitar 5%.

Dalam perencanaan sistem jangka panjang yang pada hakekatnya adalah perencanaan investasi, aspek-aspek seperti kesulitan pendanaan, keterlambatan penyelesaian proyek (*project slippage*) dan kelangkaan/keterbatasan sumber energi primer perlu juga diperhitungkan. Akibatnya besaran reserve margin yang diperlukan dalam perencanaan sistem pembangkit jangka panjang di Jawa-Bali ditetapkan lebih besar daripada sekedar memenuhi kriteria $LOLP < 0.274\%$. Dengan alasan tersebut, reserve margin sistem Jawa Bali ditetapkan sebesar 35%.

Dengan argumen yang sama, reserve margin pada sistem-sistem di wilayah operasi Indonesia Timur dan Barat ditetapkan sekitar 40% dengan mengingat pula jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, derating yang persentasenya lebih besar, dan ketidakpastian penyelesaian proyek pembangkit IPP yang lebih tinggi.

Pembangkit energi terbarukan, khususnya panasbumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (dipaksa/ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Pada sistem Jawa Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara *supercritical* 1,000 MW, PLTU batubara 600 MW¹¹, PLTU batubara 300 MW, PLTGU gas 750 MW, PLTGU LNG 750 MW, PLTG minyak 200 MW, PLTP 55 MW dan PLTA pumped storage 250 MW¹². Dalam optimasi sistem Jawa Bali, PLTA pumped storage baru dikompetisikan sebagai peaking unit mulai tahun 2014 karena mempertimbangkan masa konstruksinya yang membutuhkan waktu 6 tahun.

Pada sistem Indonesia Timur dan Barat, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan adalah PLTU batubara 200 MW, 100 MW, 50 MW dan kelas-kelas yang lebih kecil, serta kandidat PLTGU gas yang kelasnya tergantung pada ketersediaan pasokan yang ada.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah

¹¹ Lebih diinginkan menggunakan teknologi *supercritical*.

¹² Mengacu pada desain PLTA Pumped Storage Upper Cisokan.

*committed*¹³, baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta excess power. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien dan dapat digantikan perannya dengan PLTU batubara, direncanakan akan dihapuskan (*retired*).

Selanjutnya penambahan kapasitas pembangkit pemikul beban dasar diutamakan berupa pembangkit berbahan bakar batubara, dan pembangkit sumber energi terbarukan (panas bumi dan tenaga air non-reservoir).

Reserve margin yang tinggi untuk sistem di Indonesia Timur dan Barat (hingga 109% pada sistem Kalseltengtim) dan dengan jenis pembangkit yang didominasi oleh pembangkit beban dasar (geothermal, PLTU batubara) akan menyebabkan capacity factor pembangkit beban dasar menjadi relatif sangat rendah. Situasi tersebut hanya akan terjadi jika semua proyek PLN dan IPP yang ada di neraca daya benar-benar direalisasi.

Namun pengalaman selama ini mengindikasikan tingkat keberhasilan pelaksanaan proyek-proyek IPP yang relatif rendah, yaitu sekitar 13% jika memperhitungkan semua proposal IPP, atau sekitar 30% jika hanya memperhitungkan mereka yang telah mempunyai PPA atau HOA. Untuk mengantisipasi hal demikian diperlukan adanya reserve margin yang lebih besar untuk memenuhi kebutuhan energi/demand pada tahun-tahun mendatang.

Dengan demikian neraca daya yang ada dalam RUPTL ini setiap tahun akan dikaji untuk menjadwalkan ulang proyek-proyek pembangkit sesuai dengan perkembangan terakhir yang terjadi.

Untuk kepentingan perhitungan proyeksi BPP jangka panjang, simulasi produksi dilakukan dengan menggunakan neraca daya yang telah dimodifikasi dengan mengeluarkan proyek-proyek pembangkit yang realisasinya diperkirakan tidak pasti.

¹³ Yang dimaksud dengan proyek *committed* adalah proyek PLN yang telah jelas alokasi pendanaannya, dan proyek IPP yang telah mempunyai Power Purchase Agreement (PPA) atau paling tidak telah ada Head of Agreement (HOA).

Sistem Kecil Tidak Interkoneksi / Isolated

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum interkoneksi (isolated) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda deterministik. Pada metoda ini, perencanaan dibuat dengan kriteria N-1, yaitu cadangan minimum harus lebih besar dari 1 unit terbesar. Definisi cadangan disini adalah selisih antara daya mampu total pembangkit yang ada dan beban puncak.

Life Extension dan Rehabilitasi Pembangkit Existing

Suatu pembangkit tenaga listrik didesain untuk beroperasi secara ekonomis selama umur tekno-ekonomisnya (*life-time*). Pada utility di negara-negara maju, sebuah pembangkit menjalani *mid-life refurbishment* untuk mempertahankan kapasitas, efisiensi, menjaga kesiapan dan keandalan mesin yang sesuai sifatnya harus dipelihara dan dilakukan penggantian *parts* yang aus. Kemudian, pada akhir umurnya sebuah pembangkit masih dapat diperpanjang umurnya (*life extension*) dengan melakukan rehabilitasi/*refurbishment* pada komponen-komponen tertentu. RUPTL ini mencantumkan biaya investasi (capex) yang diperlukan untuk itu.

Keputusan untuk melakukan *life-extension* atau menutup/menghentikan suatu pembangkit memerlukan kajian yang mencari solusi optimal antara opsi life extension dan membangun pembangkit baru.

4.1.2 Perencanaan Transmisi

Perencanaan transmisi dibuat dengan menggunakan kriteria keandalan N-1, baik statis maupun dinamis. Kriteria N-1 statis mensyaratkan apabila suatu sirkit transmisi padam, baik karena mengalami gangguan maupun dalam pemeliharaan, maka sirkit-sirkit transmisi yang tersisa harus mampu menyalurkan keseluruhan arus beban, sehingga kontinuitas penyaluran tenaga listrik terjaga. Kriteria N-1 dinamis mensyaratkan apabila terjadi gangguan hubung singkat 3 fasa yang diikuti oleh hilangnya satu sirkit transmisi maka tidak menyebabkan kehilangan ikatan sinkron antara suatu kelompok generator dan kelompok generator lainnya.

Penambahan kapasitas transmisi direncanakan untuk memperoleh keseimbangan antara kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban,

disamping untuk mengatasi *bottleneck*, meningkatkan keandalan sistem, dan memenuhi kriteria mutu tegangan tertentu.

Untuk mendapatkan keandalan yang lebih baik pada jaringan 20 kV, busbar 20 kV direncanakan dengan kriteria N-1, hal ini berarti dalam suatu gardu induk harus terdapat minimal 2 trafo GI. Apabila kriteria ini diberlakukan, penambahan kapasitas trafo diperlukan bila pembebanan trafo telah mencapai 70% untuk GI dengan jumlah trafo 3 buah, atau pembebanan trafo mencapai 60% untuk GI dengan jumlah trafo 2 buah. Dengan mempertimbangkan bahwa pada beberapa lokasi GI dapat dilakukan manuver jaringan 20 kV, maka kriteria keandalan ini hanya diterapkan pada jaringan dengan beban-beban yang kritis dan tidak ada peluang untuk manuver jaringan.

Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 80% untuk sistem Jawa Bali dan 70% untuk sistem Indonesia Timur dan Barat.

Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang keluar yang dapat ditampung oleh GI tersebut. Dengan kriteria tersebut suatu GI dapat mempunyai 3 atau lebih unit trafo. Sebuah GI baru diperlukan jika GI-GI terdekat yang ada tidak dapat menampung pertumbuhan beban lagi karena keterbatasan tersebut.

Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.

4.1.3 Perencanaan Distribusi

Perencanaan sistem distribusi dibuat dengan memperhatikan kriteria sebagai berikut:

- Membatasi panjang maksimum saluran distribusi (JTM dan JTR) untuk menjaga agar tegangan pelayanan sesuai standar SPLN 72:1987.
- Konfigurasi JTM untuk kota-kota besar dapat berupa topologi jaringan yang lebih andal seperti spindle, sementara konfigurasi untuk kawasan luar kota minimal berupa saluran radial yang dapat dipasok dari 2 sumber.
- Mengendalikan susut teknis jaringan distribusi pada tingkat yang optimal.

- Program listrik desa dilaksanakan dalam kerangka perencanaan sistem kelistrikan secara menyeluruh dan tidak memperburuk kinerja jaringan dan biaya pokok produksi.

Selain itu perencanaan sistem distribusi juga diarahkan untuk meningkatkan kontinuitas pasokan kepada pelanggan (menekan SAIDI dan SAIFI) dengan upaya :

- Membangun SCADA Distribusi untuk ibukota propinsi dan kota-kota lain yang minimal dipasok oleh 2 Gardu Induk dan 15 feeder,
- Mengoptimalkan pemanfaatan recloser atau AVS yang terpasang di SUTM, dikoordinasikan dengan reclosing relay penyulang di GI. Memonitor pengoperasian recloser atau AVS, dan menyempurnakan metode pemeliharaan-periodiknya.

Sasaran perencanaan sistem distribusi adalah menyediakan sarana pendistribusian tenaga listrik yang cukup, andal, berkualitas, efisien, dan susut teknis wajar.

Perencanaan kebutuhan fisik jaringan distribusi dikelompokkan dalam beberapa jenis, yaitu :

- Perluasan sistem distribusi untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik
- Mempertahankan/ meningkatkan keandalan (reliability) dan kualitas pelayanan tenaga listrik pada pelanggan (power quality).
- Menurunkan susut teknis jaringan
- Rehabilitasi jaringan tua.
- Pengembangan dan perbaikan sarana pelayanan

Kebutuhan fisik yang diperlukan untuk perluasan sistem distribusi dalam rangka mengantisipasi pertumbuhan beban puncak sebagai akibat pertumbuhan penjualan energi merupakan fungsi dari beberapa variabel yaitu antara lain :

- Beban puncak di sisi tegangan menengah (TM) dan tegangan rendah (TR),
- Luas area yang dilayani,
- Distribusi beban (tersebar merata, terkonsentrasi, dsb),
- Jatuh tegangan maksimum yang diperbolehkan pada jaringan,
- Ukuran penampang konduktor yang dipergunakan,

- Fasilitas sistem distribusi terpasang (jaringan tegangan menengah/JTM, gardu distribusi/GD, jaringan tegangan rendah/JTR, automatic voltage regulator/AVR dsb).

Dengan didorongnya pengembangan energi terbarukan oleh pemerintah seperti dimaksud dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 31 tahun 2009, maka pembangkit energi terbarukan sampai dengan 10 MW dapat tersambung langsung ke jaringan distribusi. Penyambungan pembangkit tersebut harus memenuhi ketentuan Aturan Distribusi (*Distribution Code*).

4.2 ASUMSI DALAM PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Ijin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Umum wajib menyediakan tenaga listrik secara terus-menerus, dalam jumlah yang cukup dan dengan mutu dan keandalan yang baik. Dengan demikian PLN harus mampu melayani kebutuhan tenaga listrik saat ini maupun di masa yang akan datang agar PLN dapat memenuhi kewajiban yang diminta oleh Undang-Undang tersebut. Sebagai langkah awal PLN harus dapat memperkirakan kebutuhan tenaga listrik paling tidak hingga 10 tahun ke depan.

Kebutuhan tenaga listrik pada suatu daerah didorong oleh tiga faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi dan pengalihan captive power ke jaringan PLN.

Pertumbuhan ekonomi dalam pengertian yang sederhana adalah proses meningkatkan output barang dan jasa. Proses tersebut memerlukan tenaga listrik sebagai salah satu input untuk menunjangnya, disamping input-input barang dan jasa lainnya. Disamping itu hasil dari pertumbuhan ekonomi adalah peningkatan pendapatan masyarakat yang mendorong peningkatan permintaan barang-barang / peralatan listrik seperti radio, TV, AC, lemari es dan lainnya. Akibatnya permintaan tenaga listrik akan meningkat.

Faktor kedua adalah program elektrifikasi. Walaupun peningkatan rasio elektrifikasi bukan menjadi tugas PLN, namun karena PLN wajib menyediakan tenaga listrik pada wilayah usahanya secara terus-menerus dengan mutu dan keandalan yang baik, maka PLN perlu melistriki semua masyarakat yang ada dalam wilayah usahanya. Hal ini secara langsung akan menjaga eksistensi

wilayah usaha PLN dan sekaligus meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia, khususnya pada daerah-daerah yang telah menjadi wilayah usaha PLN.

PLN dalam RUPTL ini berencana untuk menambah pelanggan baru yang besar, yaitu rata-rata 2,6 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan mencapai 91% pada tahun 2019. Penambahan pelanggan baru tersebut tidak hanya mencakup mereka yang berada di wilayah usaha PLN saat ini tetapi juga mencakup mereka yang berada di luar wilayah usaha.

Faktor ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik PLN adalah pengalihan dari captive power (penggunaan pembangkit sendiri berbahan bakar minyak) menjadi pelanggan PLN. Captive power ini timbul sebagai akibat dari ketidakmampuan PLN memenuhi permintaan pelanggan di suatu daerah, terutama pelanggan industri dan bisnis. Bilamana kemampuan PLN untuk melayani di daerah tersebut telah meningkat, maka captive power ini dengan berbagai pertimbangannya akan beralih menjadi pelanggan PLN. Pengalihan captive power ke PLN juga didorong oleh tingginya harga BBM untuk membangkitkan tenaga listrik milik konsumen industri / bisnis, sementara harga jual listrik PLN relatif lebih murah. Faktor ketiga ini sangat bergantung kepada kemampuan pasokan PLN di suatu daerah/sistem kelistrikan dan skema bisnis jual beli listrik PLN dengan captive power, jadi tidak berlaku umum.

Secara umum, kondisi sistem kelistrikan PLN saat ini belum memungkinkan melayani pengalihan dari captive power menjadi pelanggan PLN.

Mengingat kondisi tersebut Pemerintah telah mengeluarkan kebijakan melalui Peraturan Menteri ESDM nomor 31 tahun 2009 yang mewajibkan PLN membeli listrik dari pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan serta excess power sampai dengan 10 MW dalam rangka melayani kebutuhan pelanggan dan masyarakat.

Faktor lain yang bisa mempengaruhi pertumbuhan kebutuhan listrik adalah kemampuan finansial perusahaan untuk melakukan investasi dalam rangka melayani kebutuhan pelanggan dan masyarakat untuk mendapatkan pasokan listrik yang cukup dan andal. Penyambungan pelanggan baru tergantung dari ketersediaan pendanaan.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah model prakiraan beban yang dikembangkan oleh PLN¹⁴. Aplikasi tersebut memperhitungkan pertumbuhan ekonomi, laju pertumbuhan penduduk, target rasio elektrifikasi dan elastisitas konsumsi listrik terhadap pertumbuhan ekonomi sebagai driver pertumbuhan kebutuhan listrik. Model prakiraan beban ini membagi konsumen dalam empat kategori berdasarkan karakteristik pemakaiannya dan faktor-faktor yang mempengaruhi permintaannya, yaitu rumah tangga, bisnis, industri dan publik.

Kecenderungan penggunaan teknologi peralatan listrik yang semakin efisien di masa depan dapat mempengaruhi proyeksi kebutuhan listrik, dan hal tersebut diperhitungkan dalam membuat prakiraan kebutuhan listrik mulai tahun 2015 dengan memperkecil nilai elastisitas dalam model demand forecast.

4.2.1. Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia selama 8 tahun terakhir yang dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB) dengan harga konstan tahun 2000 mengalami kenaikan rata-rata 5,18% per tahun, atau lebih rendah dibandingkan pertumbuhan 4 tahun terakhir yang mencapai 5,5% – 6,32% seperti diperlihatkan pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

PDB	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
PDB (Triliun Rp)	1.390	1.443	1.505	1.577	1.657	1.751	1.847	1.963	2.082	2.177
Growth PDB (%)	4,90	3,83	4,31	4,78	5,05	5,67	5,50	6,32	6,06	4,50

Sumber: Statistik Indonesia, BPS

Krisis finansial global yang melanda dunia sejak pertengahan tahun 2008 berimbas pada kinerja perekonomian Indonesia. Ekspor non migas Indonesia pada triwulan ke empat 2008 menurun signifikan -16% dibanding triwulan sebelumnya, akibatnya pertumbuhan ekonomi Indonesia pada tahun 2008 menurun menjadi 6,06% dari target awal 6,8%. Krisis finansial global ini ternyata berlanjut ke tahun 2009 dan mencapai puncaknya pada triwulan pertama dimana kinerja ekspor non-migas mengalami penurunan signifikan hingga -20% dibanding triwulan keempat 2008.

¹⁴ Software yang dikembangkan PLN disebut dengan DKL 3.01

Pada triwulan kedua 2009, kondisi perekonomian Indonesia mulai menunjukkan gejala awal pemulihan, hal ini terlihat dari kenaikan ekspor non-migas yang cukup tajam untuk pertama kalinya, yaitu mencapai 19% dibandingkan triwulan pertama 2009. Adanya pemilu legislatif dan pemilihan presiden di tahun 2009 memberikan kontribusi positif terhadap pertumbuhan ekonomi Indonesia melalui peningkatan konsumsi dalam negeri. Pemerintah memperkirakan ekonomi Indonesia akan tumbuh pada kisaran 4,0 - 4,5% pada tahun 2009, angka ini masih jauh dibawah proyeksi awal dalam APBN sebesar 6,0%. Perekonomian Indonesia diyakini akan semakin membaik pada tahun-tahun mendatang.

Dalam perspektif perencanaan jangka panjang, peristiwa – peristiwa ekstrim yang tidak biasa dan bersifat temporer lazimnya tidak banyak mengubah proyeksi jangka panjang¹⁵.

Memperhatikan perkembangan kondisi ekonomi tersebut diatas, maka RUPTL ini mengadopsi asumsi pertumbuhan ekonomi nasional yang digunakan dalam RUKN 2008 – 2027 sebesar 6,1% per tahun, selanjutnya oleh PLN angka tersebut dijabarkan menjadi seperti diperlihatkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

Wilayah	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Indonesia	5,8	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1	6,1	6,1
Jawa Bali	6,0	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,0	6,0	6,0	6,0
Luar Jawa Bali	5,6	5,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,2	6,2	6,2	6,2

4.2.2. Elastisitas

Pertumbuhan kebutuhan listrik dibandingkan dengan pertumbuhan ekonomi dikenal sebagai elastisitas. Pertumbuhan kebutuhan listrik, pertumbuhan ekonomi dan elastisitas selama 8 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.3.

¹⁵ Hal ini dikonfirmasi dalam diskusi internal di PLN dengan Danareksa Research Institute pada bulan November 2008.

Tabel 4.3. Pertumbuhan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Ekonomi dan Elastisitas

Keterangan	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Sales (%)	11,06	6,77	3,02	3,86	10,56	6,93	5,21	7,67	5,26	4,30
PDB (%)	4,90	3,83	4,25	4,84	5,03	5,69	5,50	6,28	6,06	4,50
Elastisitas	2,26	1,77	0,71	0,80	2,10	1,22	0,95	1,22	0,87	0,96

Pertumbuhan kebutuhan listrik dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi, sedangkan pertumbuhan ekonomi salah satunya dipengaruhi oleh perkembangan industri.

Laju perkembangan industri dari tahun ke tahun mengalami penurunan, sebagai akibat dari belanja industri yang terus menurun. Hal ini terlihat dari rasio belanja industri terhadap PDB mengalami penurunan dari rata-rata 1,8% pada periode sebelum krisis ekonomi tahun 1997/1998 menjadi 0,8% - 0,9% pada sepuluh tahun terakhir¹⁶.

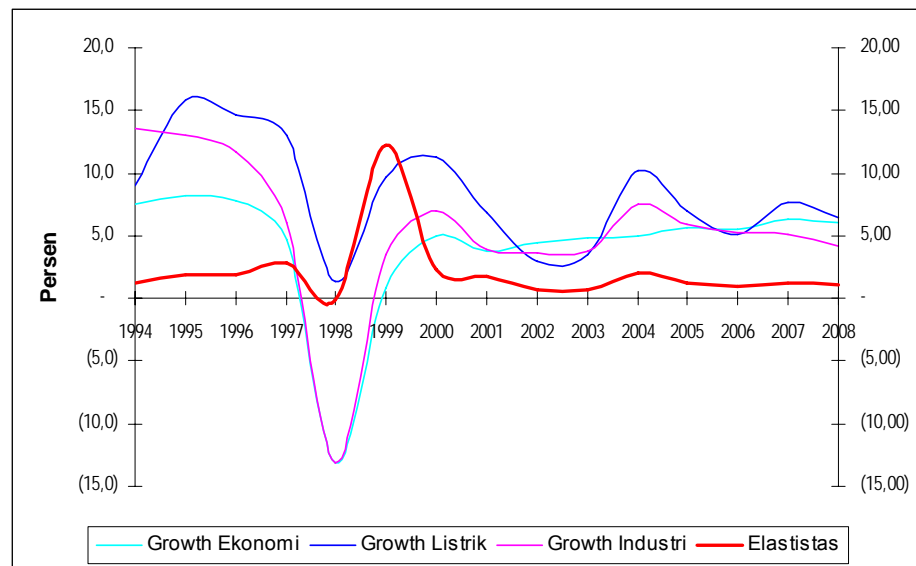
Pada periode sebelum terjadi krisis ekonomi tahun 1997/1998, pertumbuhan ekonomi mencapai rata-rata 7,8% per tahun, dan pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 13% pertahun, sehingga elastisitasnya mencapai 1,7. Pada saat itu pertumbuhan PDB sektor industri manufaktur mencapai rata-rata 12,8% per tahun karena ditopang oleh tingginya belanja industri dengan rasio terhadap PDB mencapai 1,8%.

- Pada periode tahun 2000–2004 setelah terjadi krisis ekonomi, pertumbuhan ekonomi Indonesia rata-rata sebesar 4,6% per tahun dengan pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 7% per tahun, sehingga elastisitasnya menurun menjadi 1,5. Pada periode tersebut, pertumbuhan PDB sektor industri manufaktur turun menjadi rata-rata 5,2% per tahun sebagai akibat dari belanja industri yang menurun dengan rasio terhadap PDB hanya 0,8%.
- Pada periode tahun 2005 – 2008, pertumbuhan ekonomi Indonesia rata-rata sebesar 5,9% per tahun, pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 6,5% pertahun, sehingga elastisitasnya turun lebih rendah lagi menjadi 1,1. Penurunan pertumbuhan kebutuhan listrik ini diperkirakan akibat keterbatasan pasokan tenaga listrik, sehingga tidak semua kebutuhan dapat

¹⁶ Menristek, Harian "Seputar Indonesia", 07 Agustus 2009 hal 13. Untuk negara maju belanja industri mencapai 3 persen terhadap PDB.

dilayani. Dampak selanjutnya dari tidak terlayannya seluruh kebutuhan tenaga listrik adalah pertumbuhan PDB sektor industri menjadi sedikit menurun, yaitu rata-rata 5,1% per tahun, meskipun belanja industri sedikit naik dengan rasio terhadap PDB sebesar 0,9%.

Gambaran yang lebih lengkap mengenai elastisitas, pertumbuhan kebutuhan listrik, pertumbuhan ekonomi, dan perkembangan industri diperlihatkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Pertumbuhan Kebutuhan Listrik, Ekonomi, Elastisitas dan Pertumbuhan Industri Tahun 1994-2008

Pertumbuhan penjualan listrik tahun 2008 – 2009 masih relatif rendah akibat krisis finansial global yang menurunkan konsumsi energi listrik dari konsumen industri, keterbatasan kemampuan PLN dalam menyediakan dana investasi untuk distribusi tenaga listrik dan keterbatasan pembangkit serta trafo IBT 500/150 kV di sistem Jawa Bali.

Penjualan listrik diperkirakan akan naik secara signifikan mulai tahun 2011 setelah hambatan tersebut sudah bisa diatasi, termasuk untuk melayani daftar tunggu yang mencapai 6.000 MVA di Jawa Bali.

Setelah tahun 2014, elastisitas total Indonesia diprediksi menurun sebagai akibat dari semakin banyak konsumen listrik yang menggunakan peralatan dengan teknologi yang lebih efisien, terutama pada sektor industri, bisnis dan publik. Selama periode 2010-2019, elastisitas pertumbuhan kebutuhan listrik

terhadap pertumbuhan ekonomi diperkirakan rata-rata 1,5 dengan rincian sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 4.4.

Elastisitas di Jawa Bali lebih rendah dibanding dengan elastisitas di luar Jawa Bali. Hal ini disebabkan oleh keberadaan industri yang lebih banyak berada di Jawa, sehingga pertumbuhan ekonomi di Jawa cenderung menjadi lebih tinggi dibanding luar Jawa.

Tabel 4.4 Proyeksi Elastisitas Tahun 2010-2019

Tahun	Jawa Bali	Indonesia Timur dan Indonesia Barat	Indonesia
2010	1,27	1,74	1,38
2011	1,39	1,72	1,48
2012	1,47	1,78	1,55
2013	1,48	1,73	1,55
2014	1,49	1,61	1,53
2015	1,48	1,59	1,52
2016	1,51	1,56	1,51
2017	1,50	1,56	1,51
2018	1,49	1,53	1,49
2019	1,46	1,53	1,46

4.2.3. Pertumbuhan Penduduk

Berdasarkan "Proyeksi Penduduk Indonesia 2000-2025" [1] oleh Bappenas-BPS edisi tahun 2005 dan data BPS Propinsi di sebagian Unit PLN, penduduk Indonesia pada tahun 2010 diperkirakan berjumlah 235.520.145 orang, dengan jumlah rumah tangga sebesar 59.320.463 KK. Dengan demikian jumlah orang per rumah tangga rata-rata adalah 3,97 orang. Sejalan dengan kemajuan taraf hidup masyarakat, jumlah orang per rumah tangga diperkirakan menurun dari 3,97 orang menjadi 3,87 orang¹⁷.

Pada Tabel 4.5 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, luar Jawa-Bali dan Indonesia sepuluh tahun mendatang.

Tabel 4.5 Pertumbuhan Penduduk (%)

¹⁷ Diperoleh dari trend

Tahun	Indonesia	Jawa - Bali	Luar Jawa
2010	1,12	0,87	1,49
2011	1,14	0,85	1,57
2012	1,09	0,82	1,48
2013	1,06	0,79	1,45
2014	1,05	0,80	1,43
2015	0,98	0,73	1,33
2016	0,99	0,73	1,36
2017	0,96	0,70	1,33
2018	0,92	0,66	1,29
2019	0,89	0,63	1,26

Sumber: Proyeksi Penduduk Indonesia 2000 – 2025" [1]

4.3 PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK 2010 - 2019

Menunjuk asumsi-asumsi pada butir 4.2, kebutuhan tenaga listrik selanjutnya diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 4.6. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2019 akan menjadi 334,4 TWh, atau tumbuh rata-rata 9,3% per tahun. Sedangkan beban puncak pada tahun 2019 akan menjadi 59.863 MW atau tumbuh rata-rata sebesar 9,5% per tahun.

Tabel 4.6 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode 2010 – 2019

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi %	Sales TWh	Jumlah Beban Puncak (non-coincident) MW
2010	5,9	147,8	26.246
2011	6,2	161,1	28.796
2012	6,2	176,4	31.692
2013	6,2	193,6	34.813
2014	6,2	212,7	38.206
2015	6,2	233,7	41.916
2016	6,1	256,3	45.938
2017	6,1	280,7	50.270
2018	6,1	306,9	54.896
2019	6,1	334,4	59.863

Proyeksi jumlah pelanggan pada tahun 2010 adalah sebesar 42,1 juta dan akan bertambah menjadi 66,0 juta pada tahun 2019 atau bertambah rata-rata 2,6 juta per tahun. Penambahan pelanggan tersebut akan meningkatkan rasio elektrifikasi dari 66,1% pada tahun 2009 menjadi 90,9% pada tahun 2019.

Proyeksi jumlah penduduk, pertumbuhan pelanggan dan rasio elektrifikasi diperlihatkan pada Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan Rasio Elektrifikasi Periode 2010 – 2019

Tahun	Penduduk Juta	Pelanggan Juta	Rasio Elek. %	Rasio Elek RUKN %
2010	235,5	42,1	66,1	67,2
2011	238,2	44,3	68,5	
2012	240,8	46,7	71,1	
2013	243,3	49,1	73,7	
2014	245,9	51,7	76,5	
2015	248,3	54,5	79,5	79,2
2016	250,7	57,3	82,5	
2017	253,1	60,3	85,5	
2018	255,5	63,3	88,5	
2019	257,7	66,0	90,9	

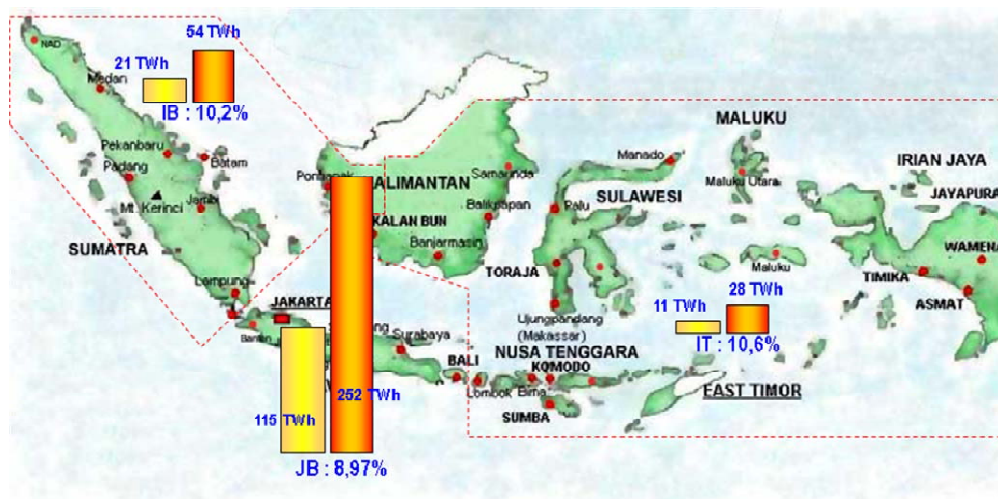
Dibandingkan dengan sasaran yang ingin dicapai oleh Pemerintah dalam RUKN tahun 2008-2027, rasio elektrifikasi dalam RUPTL ini pada tahun 2015 diproyeksikan akan sedikit lebih tinggi daripada RUKN (0,3%) sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 4.7.

Tabel 4.8 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi

	Unit	2010	2011	2013	2015	2017	2019
1.Energy Demand	TWh	147,1	160,5	192,7	230,8	275,3	327,3
- Indonesia		115,1	125,2	149,6	179,0	213,0	252,5
- Jawa-Bali		11,3	12,6	15,8	19,1	23,2	28,1
- Indonesia Timur		21,4	23,3	28,1	35,5	44,5	53,8
- Indonesia Barat							
2.Pertumbuhan		8,1	9,1	9,6	9,4	9,2	9,0
- Indonesia	%	7,6	8,8	9,4	9,4	9,1	8,8
- Jawa-Bali		15,9	13,3	13,1	10,5	10,6	8,5
- Indonesia Timur		5,1	8,9	10,4	12,5	11,4	9,3
- Indonesia Barat							
3.Rasio Elektrifikasi		66,1	68,5	73,7	79,5	85,5	90,9
- Indonesia	%	72,2	74,8	80,5	86,9	93,3	98,2
- Jawa-Bali		48,5	50,5	55,1	60,2	66,0	72,6
- Indonesia Timur		64,3	66,3	71,3	80,5	90,4	98,0
- Indonesia Barat							

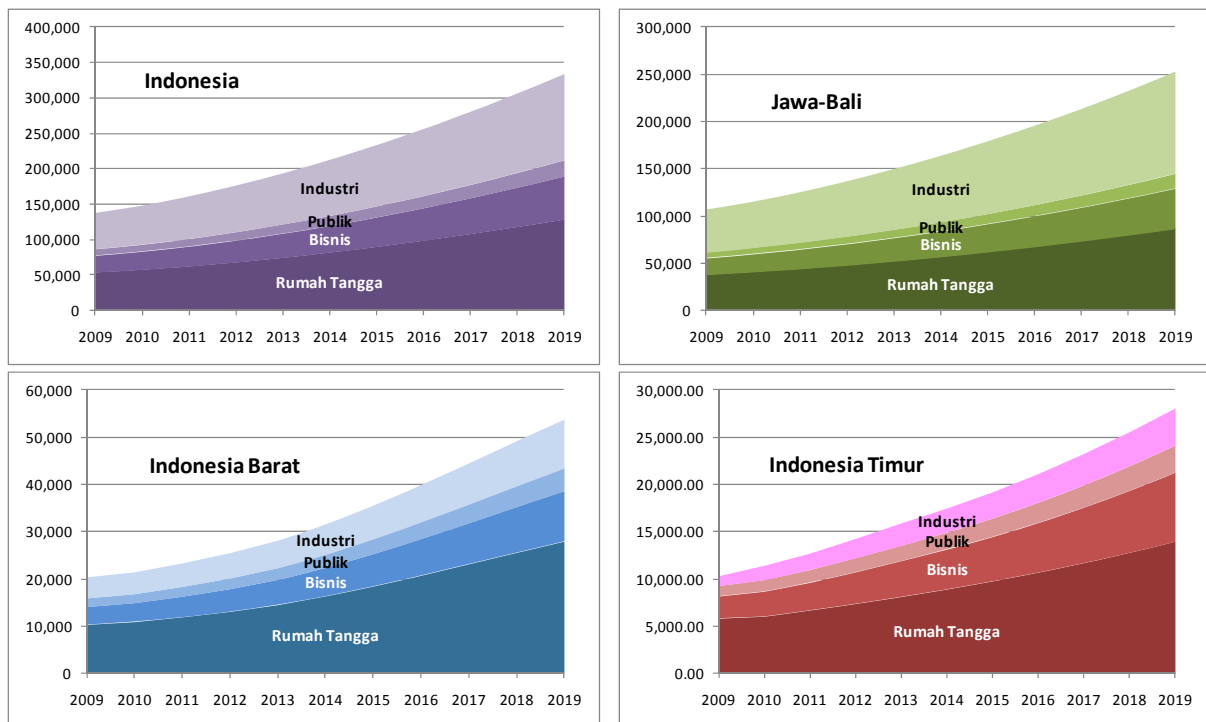
Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode 2010–2019 ditunjukkan pada Tabel 4.8 dan Gambar 4.2. Pada periode 2010-2019 kebutuhan listrik sistem Jawa Bali diperkirakan akan meningkat dari 115,1 TWh pada tahun 2010 menjadi

252,5 TWh pada tahun 2019, atau tumbuh rata-rata 8,97% per tahun. Untuk Indonesia Timur pada periode yang sama kebutuhan listrik akan meningkat dari 11,3 TWh menjadi 20,1 TWh atau tumbuh rata-rata 10,6% per tahun. Wilayah Indonesia Barat tumbuh dari 21,4 TWh pada tahun 2010 menjadi 54,8 TWh pada tahun 2019 atau tumbuh rata-rata 10,2% per tahun.



Gambar 4.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2010 dan 2019

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 4.2. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada sistem Jawa Bali kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang sangat besar, yaitu 43% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Indonesia Barat porsi pelanggan industri adalah cukup kecil, yaitu masing-masing hanya 14% dan 19%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2019, yaitu 50% untuk Indonesia Timur dan 52% untuk Indonesia Barat.



Gambar 4.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2010-2019

4.4 RENCANA PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

4.4.1 Kategorisasi Kandidat Pembangkit

Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di Indonesia Barat dan Timur cukup bervariasi tergantung kepada kapasitas sistem. Untuk sistem Sumatera misalnya, kandidat PLTU batubara adalah 100 MW, 200 MW dan 300 MW, PLTG pemikul beban puncak 100 MW. Untuk sistem Kalimantan, kandidat PLTU batubara adalah 25 MW, 50 MW dan 100 MW dengan PLTG pemikul beban puncak 30 MW dan 50 MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

Sistem Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara supercritical kelas 1.000 MW dan 600 MW, PLTU batubara kelas 400 MW subcritical, PLTGU LNG/gas alam 750 MW, PLTG BBM pemikul beban puncak 200 MW dan PLTA Pumped

Storage 250 MW¹⁸. Selain itu terdapat beberapa PLTP kelas 55 MW dan 110 MW, serta PLTA. PLTN jenis *pressurised water reactor* kelas 1.000 MW juga disertakan sebagai kandidat dalam model optimisasi perencanaan pembangkitan.

Pemilihan ukuran unit PLTU batubara untuk sistem Jawa-Bali sebesar 1.000 MW per unit didasarkan pada pertimbangan efisiensi¹⁹ dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah akan melampaui 25.000 MW.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 4.9. Khusus untuk PLTA pompa perhitungan optimasi baru dipertimbangkan mulai tahun 2013 karena masa konstruksi PLTA membutuhkan waktu 5 tahun.

Tabel 4.9 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 70/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 50/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 35/Ton	4.200 kcal/kg
Gas alam	USD 6/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG	USD 10/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,52/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,42/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai <i>fixed plant</i>)	
Uranium	USD 120/lb	

*) Harga tersebut adalah untuk harga crude oil US\$75/barrel

4.4.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahanbakar Batubara (Perpres No. 71/2006)

Dengan Peraturan Presiden No.71 tahun 2006, Pemerintah telah menugaskan PT PLN (Persero) untuk membangun pembangkit listrik berbahan bakar batubara sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memperbaiki *fuel mix* dan sekaligus juga memenuhi kebutuhan demand listrik di seluruh Indonesia.

¹⁸ Mengacu pada desain PLTA Pumped Storage Upper Cisokan

¹⁹ Mengambil benefit dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi boiler *supercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

Program ini dikenal sebagai “Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW atau Proyek PerPres 71”. Berdasar penugasan tersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 4.10.

Sampai dengan Desember 2009 pembangunan Proyek PerPres 71 yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah hanya PLTU Labuan Unit 1 (300 MW), sedangkan pembangkit lain yang semula dijadwalkan selesai dalam tahun 2009 ternyata mundur ke tahun 2010, yaitu Labuan Unit 2, Rembang Unit 1 dan Indramayu Unit 1.

Pada tahun 2010 dijadwalkan proyek-proyek sebanyak 3.205 MW berikut akan beroperasi : Labuan Unit 2 (300 MW), Rembang (2x315 MW), Indramayu (3x330 MW), Paiton (660 MW), dan Suralaya (625 MW).

Proyek-proyek pembangkit PerPres 71 di Jawa Bali mengalami keterlambatan rata-rata 8 bulan, sedangkan proyek-proyek di luar Jawa Bali akan mengalami keterlambatan lebih dari itu. Keterlambatan tersebut terutama disebabkan oleh financing yang terlambat dan permasalahan konstruksi.

4.4.3. Program Percepatan Pembangkit Tahap 2

Dalam RUPTL sebelumnya (2009-2018) terdapat rencana pengembangan pembangkit yang disebut Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Program tersebut mencakup PLTU batubara 7.616 MW, PLTP 2.125 MW, PLTGU 1.440 MW dan PLTA 174 MW, dengan kapasitas total 11.355 MW.

Dalam perjalanannya program tersebut mengalami perubahan menjadi PLTU batubara 3.312 MW, PLTP 3.977 MW, PLTGU 1.560 MW, PLTG 100 MW dan PLTA 1.204 MW dengan kapasitas total 10.153 MW untuk jangka waktu sampai dengan tahun 2014.

Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 ini telah diresmikan pada 8 Januari 2010 dengan ditetapkannya Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PLN untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas. Namun detail nama proyek dan lokasinya ditentukan secara terpisah dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2 Tahun 2010 mengenai Daftar Proyek-proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit

Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara, dan Gas serta Transmisi Terkait yang telah ditetapkan pada 27 Januari 2010.

Tabel 4.10

Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW (Peraturan Presiden No.71/2006)

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x315	2009-2010	PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2011-2012
PLTU di Jabar Utara (Indramayu)	3x330	2010	PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x110	2011-2012
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2010	PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2012
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2010-2011	PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2012
PLTU di Jabar Selatan (Pelabuhan Ratu)	3x350	2011	PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	<i>Retender</i>
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2010	PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2011
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x600	2014	PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2010-2011
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2010-2011	PLTU di Gorontalo	2x25	2011
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2010	PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2011
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x300	2013	PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2011
PLTU di NAD (Meulaboh)	2x110	2012	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	<i>Retender</i>
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2011-2012	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	<i>Retender</i>
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x7	2012	PLTU di Sulteng (Kendari)	2x10	2010
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x5	2012	PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2011
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2010	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2011
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16.5	2011	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2010
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2010-2011	PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x15	2011
			PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2011

Pada saat RUPTL ini disusun, Kementerian ESDM dan *stakeholders* tengah membahas revisi Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 Tahun 2010 diatas, dengan prediksi daftar proyek pembangkit yang masuk dalam Program Percepatan Tahap 2 akan direvisi menjadi seperti pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2

Pemilik	Jenis	2012	2013	2014	Jumlah
Jawa-Bali					
PLN	PLTA			1,000	1,000
	PLTGU	150	350		500
	PLTU			1,000	1,000
Swasta	PLTP	175	415	1,380	1,970
	PLTU		200	400	600
Luar Jawa-Bali					
PLN	PLTA		174		174
	PLTGU			240	240
	PLTP		140	200	340
	PLTU	14	315	533	862
	PLTG	100			100
Swasta	PLTA			30	30
	PLTGU			120	120
	PLTP		542	1,115	1,657
	PLTU	88	384	457	929
Jumlah		527	2,520	6,475	9,522

Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 direncanakan untuk lebih memanfaatkan energi terbarukan, khususnya panas bumi. Namun setelah mempertimbangkan *demand - supply balance* dan kesiapan proyek-proyek panas bumi belum sepenuhnya matang, maka proyek-proyek panas bumi dalam Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 diprogramkan sebesar 3.967 MW sampai dengan tahun 2014. Dengan adanya program panas bumi sebanyak itu PLN telah menunda pembangunan beberapa PLTU batubara yang telah direncanakan dalam RUPTL sebelumnya, dan menjaga reserve margin pada tingkat yang tidak terlalu tinggi²⁰.

Pengembangan panas bumi sebanyak itu selama 6 tahun ke depan merupakan suatu rencana pengembangan yang relatif sangat besar untuk PLTP dengan jumlah investasi yang sangat tinggi²¹. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL 2010-2019 ini yang mencapai 6.100 MW pada tahun 2019.

²⁰ Reserve margin di Sumatera direncanakan hingga lebih dari 40% untuk mengakomodasi proyek-proyek PLTP.

²¹ Kebutuhan investasi sekitar US\$ 9 milyar jika biaya pengembangan US\$ 2.500/kW.

Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 sebesar 9.522 MW tersebut terdiri atas 4.216 MW sebagai proyek PLN dan 5.306 MW sebagai proyek IPP. Namun demikian alokasi proyek Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 tersebut masih akan tergantung pada hasil kajian kemampuan keuangan PLN dalam membuat pinjaman baru.

Proyek PLTP pada umumnya akan berupa IPP sebagai total project (yaitu sisi uap dan sisi listrik terintegrasi sebagai satu proyek), kecuali untuk beberapa lokasi WKP²² dimana PLN akan membangun sisi hilirnya. Proyek yang diperkirakan dapat selesai sebelum tahun 2014 hanya mereka yang merupakan ekspansi WKP existing, dan beberapa lokasi baru yang dipilih oleh *stakeholders* panas bumi.

Pemilihan lokasi PLTP dan penentuan kandidat PLTP didasarkan pada hasil studi JICA dan Direktorat Jenderal Mineral Batubara dan Panas Bumi yang berjudul “*Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*”, yang dilaksanakan pada tahun 2006 – 2007. Berdasar master plan tersebut, pada tgl 19 Juni 2008 di Kantor Direktorat Pembinaan Pengusahaan Panas Bumi dan Pengelolaan Air Tanah dilaksanakan pembahasan antara PLN dan Pengembang untuk memilih lokasi-lokasi PLTP yang dapat dikembangkan, dengan memperhatikan kebutuhan demand listrik yang ada dan kesiapan lokasi PLTP.

Sedangkan proyek PLTA yang dipilih untuk masuk dalam Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 adalah PLT pompa Upper Cisokan (1.000 MW), PLTA Asahan III (174 MW) dan PLTA Simpang Aur (30 MW), karena ketiga proyek PLTA ini telah lebih siap untuk dibangun dibandingkan proyek PLTA lainnya.

4.4.4 Rencana Penambahan Kapasitas (Gabungan Indonesia)

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 4.12. Kapasitas tersebut hanya meliputi pembangkit – pembangkit yang direncanakan untuk sistem-sistem besar (interkoneksi), dan sudah mencakup Program Percepatan Pembangkit Tahap 2.

²² WKP : wilayah kerja pertambangan

Tabel 4.12 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLN											
PLTU	3.291	4.090	834	1.479	2.203	110	1.200	200	7	3.007	16.421
PLTP	10	55	78	143	203	20	23	3	20	20	575
PLTGU	194	820	393	350	240	-	700	1.500	2.250	-	6.447
PLTG	105	-	225	50	-	65	235	800	1.065	1.280	3.825
PLTD	11	14	12	48	44	42	34	16	33	50	303
PLTM	14	6	6	14	8	4	5	8	1	-	66
PLTA	-	-	10	300	1.000	65	103	715	1.311	818	4.321
Total	3.625	4.985	1.558	2.384	3.698	306	2.299	3.242	4.686	5.175	31.958
IPP											
PLTU	26	891	2.649	1.703	2.212	2.160	2.550	1.930	1.410	745	16.276
PLTP	-	3	178	857	2.450	50	330	392	510	645	5.415
PLTGU	290	110	30	-	120	-	-	-	-	-	550
PLTG	10	10	80	-	-	-	-	-	-	-	100
PLTD	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	22
PLTM	25	31	91	42	6	2	1	1	1	-	201
PLTA	180	195	-	-	157	90	310	30	-	-	962
Total	531	1.262	3.028	2.601	4.945	2.302	3.191	2.353	1.921	1.390	23.525
PLN+IPP											
PLTU	3.317	4.981	3.483	3.182	4.415	2.270	3.750	2.130	1.417	3.752	32.697
PLTP	10	58	256	1.000	2.653	70	353	395	530	665	5.990
PLTGU	484	930	423	350	360	-	700	1.500	2.250	-	6.997
PLTG	115	10	305	50	-	65	235	800	1.065	1.280	3.925
PLTD	11	36	12	48	44	42	34	16	33	50	325
PLTM	39	38	98	56	13	6	6	9	2	-	267
PLTA	180	195	10	300	1.157	155	413	745	1.311	818	5.283
Total	4.156	6.248	4.586	4.985	8.643	2.608	5.490	5.596	6.607	6.565	55.484

Tabel 4.12 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode 2010 – 2019) untuk seluruh Indonesia adalah 55,5 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 5,5 GW per tahun.
- Dari kapasitas tersebut PLN akan membangun sebanyak 32,0 GW atau 57,6% dari tambahan kapasitas keseluruhan. Partisipasi swasta direncanakan sebesar 23,5 GW atau 42,4%.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 32,7 GW atau 58,8%, sementara PLTGU gas menempati urutan kedua dengan kapasitas 7,0 GW atau 12,6%. Untuk energi terbarukan, yang terbesar adalah panas bumi sebesar 6,0 GW atau 10,8% dari kapasitas total, disusul oleh PLTA sebesar 5,3 GW atau 9,5%.

4.4.5 Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Sistem PLN di wilayah operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur terdiri dari 5 sistem interkoneksi, yaitu: (1) Sistem Sumatra, (2) Sistem Kalimantan Barat,

(3) Sistem Kalimantan Selatan-Tengah-Timur, (4) Sistem Sulawesi Utara dan (5) Sistem Sulawesi Selatan.

Di luar sistem interkoneksi tersebut pada saat ini terdapat 4 sistem isolated yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka, Lombok, Tanjung Pinang dan Palu, dan terdapat beberapa sistem isolated dengan beban puncak di atas 10 MW, yaitu Jayapura, Sorong, Ambon, Ternate, Kupang, Sumbawa, Bima, Luwuk, Gorontalo, Kendari, Kolaka, Bau-Bau, Bontang, Sampit, Pangkalan Bun, Sintang, Ketapang, Belitung, Rengat, Tanjung Balai Karimun, Sungai Penuh, Takengon, Meulaboh.

4.4.5.1. Garis besar Penambahan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 12.365 MW di Indonesia Barat dan 6.896 MW di Indonesia Timur, termasuk *committed* dan *ongoing projects* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.13 dan Tabel 4.14.

Dari tabel 4.13 dapat dilihat bahwa pengembangan pembangkit hingga tahun 2019 di Indonesia Barat yang dilakukan oleh PLN adalah sebanyak 5,1 GW (41,7%). Selebihnya akan dibangun sebagai proyek IPP sebanyak 7,2 GW (58,3%), lebih besar dibandingkan pembangkit yang dibangun oleh PLN. Sedangkan pada tabel 4.14 dapat dilihat bahwa pengembangan pembangkit hingga tahun 2019 di Indonesia Timur yang dilakukan oleh PLN adalah sebanyak 3,7 GW (53,7%). Selebihnya akan dibangun sebagai proyek IPP sebanyak 3,2 GW (46,3%), lebih kecil dibandingkan pembangkit yang dibangun oleh PLN.

Beberapa PLTD masih direncanakan untuk dibangun di daerah terpencil khususnya Indonesia bagian timur yang besar bebannya belum cukup tinggi untuk dipasok oleh PLTU batubara skala kecil.

Pengembangan pembangkit panas bumi PLTP diproyeksikan cukup besar, yaitu 2.735 MW dan juga PLTA sebesar 2.409 MW. Hal ini selaras dengan kebijakan pemerintah untuk mengembangkan energi terbarukan.

Energi terbarukan lainnya yang juga direncanakan akan dikembangkan dalam RUPTL 2010-2019 ini adalah PLT Bayu dan PLT Surya (photovoltaic) dalam skala relatif kecil.

Tabel 4.13 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Barat (MW)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLN											
PLTU	37	964	634	320	308		200	200			2.663
PLTP		55	55	110	110						330
PLTGU		86									86
PLTG	105					30	160	320	300	400	1.315
PLTD		4	2	4	9	5	8	7	8	4	52
PLTM	2	1		1							4
PLTA				260				175	273		708
Total	144	1.110	691	695	427	35	368	702	581	404	5.157
IPP											
PLTU	12	231	8	630	472	950	450	525	630	690	4.598
PLTP				392	990		110	62	185	275	2.014
PLTGU			30								30
PLTG											-
PLTD		22									22
PLTM	21	16	81	23							140
PLTA	180					74	120	30			404
Total	213	269	119	1.044	1.462	1.024	680	617	815	965	7.208
PLN+IPP											
PLTU	49	1.195	642	950	780	950	650	725	630	690	7.261
PLTP	-	55	55	502	1.100	-	110	62	185	275	2.344
PLTGU	-	86	30	-	-	-	-	-	-	-	116
PLTG	105	-	-	-	-	30	160	320	300	400	1.315
PLTD	-	26	2	4	9	5	8	7	8	4	74
PLTM	23	17	81	24	-	-	-	-	-	-	144
PLTA	180	-	-	260	-	74	120	205	273	-	1.112
Total	357	1.379	810	1.739	1.889	1.059	1.048	1.319	1.396	1.369	12.365

Tabel 4.14 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Operasi Indonesia Timur (MW)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLN											
PLTU	49	501	200	459	235	110			7	7	1.568
PLTP	10		23	33	93	20	23	3	20	20	245
PLTGU					240						240
PLTG			225	50		35	75	80	165	80	710
PLTD	11	10	9	44	35	37	26	9	25	46	252
PLTM	12	5	6	13	8	4	5	8	1		63
PLTA			10	40		65	41	61	95	318	629
Total	82	516	474	639	611	271	169	161	313	471	3.706
IPP											
PLTU	14		376	623	340	210	240	205	180	55	2.243
PLTP		3	3	40	80	20					146
PLTGU	60	60			120						240
PLTG	10	10	80								100
PLTD											-
PLTM	4	15	11	19	6	2	1	1	1		60
PLTA		195				16	190				401
Total	88	283	470	682	546	248	431	206	181	55	3.190
PLN+IPP											
PLTU	63	501	576	1.082	575	320	240	205	187	62	3.811
PLTP	10	3	26	73	173	40	23	3	20	20	391
PLTGU	60	60	-	-	360	-	-	-	-	-	480
PLTG	10	10	305	50	-	35	75	80	165	80	810
PLTD	11	10	9	44	35	37	26	9	25	46	252
PLTM	16	21	17	32	13	6	6	9	2	-	123
PLTA	-	195	10	40	-	81	231	61	95	318	1.030
Total	170	800	943	1.321	1.156	519	600	367	494	526	6.896

4.4.5.2. Neraca Daya

Neraca daya kelima sistem interkoneksi dan sistem-sistem isolated dapat dilihat pada Lampiran A dan Lampiran B.

4.4.5.3. Proyek – Proyek Strategis

Beberapa proyek kelistrikan strategis di Indonesia Timur dan Indonesia Barat meliputi antara lain:

- Percepatan penyelesaian proyek pembangkit PerPres 71 mengingat banyaknya daerah yang mengalami krisis kelistrikan akibat kurangnya pasokan pembangkit.
- Percepatan penyelesaian proyek-proyek pembangkit IPP yang telah berstatus PPA dan konstruksi.
- Percepatan pengadaan dan konstruksi proyek-proyek pembangkit panas bumi di Sumatera dan Sulawesi Utara yang menjadi andalan pasokan listrik setempat.
- Penyelesaian sistem transmisi 275 kV untuk interkoneksi Sumatera Bagian Selatan dan Sumatera Bagian Utara,
- PLTA Asahan unit 3 sebesar 174 MW direncanakan beroperasi pada tahun 2012, sangat strategis untuk memperbaiki fuel mix di Sumatera Utara,
- PLTU batubara mulut tambang di Sumatera Selatan skala besar yang listriknya juga akan disalurkan ke sistem interkoneksi Sumatera disamping ditransfer ke Jawa melalui transmisi 500 kV HVDC,
- Interkoneksi sistem tenaga listrik dari Serawak ke Kalimantan Barat terkait dengan pengembangan PLTA Bakun oleh Serawak, diperkirakan PLN akan melakukan *energy exchange* mulai tahun 2013.
- Penyelesaian rencana interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV terkait dengan pembangunan PLTU Tanjung Kasam di Batam yang tertunda hingga waktu yang belum ditentukan.

4.4.6 **Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali**

4.4.6.1. Garis Besar Penambahan Pembangkit

Pada Tabel 4.15 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu 2010-2019 di sistem Jawa-Bali.

Tabel 4.15 menunjukkan hal-hal sebagai berikut :

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun ke depan (periode 2010-2019) untuk Jawa-Bali adalah 36,2 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 3,6 GW per tahun.
- Dari kapasitas tersebut PLN akan membangun sebanyak 23,1 GW atau 64% dari tambahan kapasitas keseluruhan. Partisipasi swasta direncanakan sebesar 13,1 GW atau 36%.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 21,6 GW atau 59,7%, sementara PLTGU gas menempati urutan kedua dengan kapasitas 6,4 GW atau 17,7%. Untuk energi terbarukan, yang terbesar adalah panas bumi sebesar 3.3 GW atau 9.0% dari kapasitas total, disusul oleh PLTA sebesar 3.1 GW atau 8.7%.

Tabel 4.15 Kebutuhan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLN											
PLTU	3,205	2,625	-	700	1,660	-	1,000	-	-	3,000	12,190
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	194	734	393	350	-	-	700	1,500	2,250	-	6,121
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	400	600	800	1,800
PLTA	-	-	-	-	1,000	-	62	480	943	500	2,984
Total	3,399	3,359	393	1,050	2,660	-	1,762	2,380	3,793	4,300	23,095
IPP											
PLTU	-	660	2,265	450	1,400	1,000	1,860	1,200	600	-	9,435
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	175	425	1,380	30	220	330	325	370	3,255
PLTGU	230	50	-	-	-	-	-	-	-	-	280
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	157	-	-	-	-	-	157
Total	230	710	2,440	875	2,937	1,030	2,080	1,530	925	370	13,127
PLN+IPP											
PLTU	3,205	3,285	2,265	1,150	3,060	1,000	2,860	1,200	600	3,000	21,625
PLTN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	175	425	1,380	30	220	330	325	370	3,255
PLTGU	424	784	393	350	-	-	700	1,500	2,250	-	6,401
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	400	600	800	1,800
PLTA	-	-	-	-	1,157	-	62	480	943	500	3,141
Total	3,629	4,069	2,833	1,925	5,597	1,030	3,842	3,910	4,718	4,670	36,222

4.4.6.2. Neraca Daya

Rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Jawa Bali sampai dengan tahun 2019 berjumlah 36.222 MW, atau rata-rata sekitar 3.600 MW per

tahun. Jumlah tersebut terdiri dari tambahan pembangkit PLN berjumlah 23.095 MW (64%) dan tambahan pembangkit IPP sebesar 13.127 MW (36%). Jadwal dan kebutuhan masing-masing jenis pembangkit dapat dilihat pada 4.16.

Tabel 4.16 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali

No.	Pasokan dan Kebutuhan		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Sales	GWh	115,099	125,199	136,807	149,618	163,688	179,053	195,314	213,020	232,167	252,547
	Pertumbuhan	%	7.6	8.8	9.3	9.4	9.4	9.4	9.1	9.1	9.0	8.8
	Produksi	GWh	132,290	143,267	155,695	169,533	185,235	202,336	220,616	240,512	262,015	284,924
	Faktor Beban	%	77.5	76.5	75.5	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
	Beban Puncak Bruto	MW	19,486	21,379	23,541	25,804	28,194	30,797	33,579	36,608	39,881	43,367
2	Pasokan	MW										
	Kapasitas Terpasang		21,601	21,561	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485
3	Tambahan Kapasitas											
3.1	PLN											
	Ongoing Project	MW	3,399	3,359	243	700	660	-	-	-	-	-
	Rencana											
	Upper Cisokan PS (FTP 2)	PS	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-
	Muara Tawar Add-On Blok 2 (FTP 2)	PLTGU	-	-	150 →	350	-	-	-	-	-	-
	Muara Tawar Add-On Blok 3, 4	PLTGU	-	-	-	-	-	-	700	-	-	-
	PLTGU Jabar/Banten	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	1,500	750	-
	PLTGU Cepu/Tuban	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	1,500	-
	PLTG Baru	PLTG	-	-	-	-	-	-	-	400	600	800
	PLTU Indramayu Baru (FTP 2)	PLTU	-	-	-	-	1,000	-	1,000	-	-	-
	PLTU Jawa Tengah Baru	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000
	PLTU Jawa Barat Baru	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000
	PLTP Percepatan Tahap 2 PLN	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kesamben	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-
	Kalikonto-2	PLTA	-	-	-	-	-	-	62	-	-	-
	Matenggeng PS	PS	-	-	-	-	-	-	-	443 →	443	-
	Grindulu PS	PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500 →	500
3.2	IPP											
	Ongoing Project	MW	230	710	2,265	250	-	-	-	-	-	-
	Rencana											
	Banten	PLTU	-	-	-	-	-	-	660	-	-	-
	Madura 2x200 MW (FTP 2)	PLTU	-	-	-	-	400	-	-	-	-	-
	Bali Timur 2x100 MW (FTP2)	PLTU	-	-	-	200	-	-	-	-	-	-
	Sumatera Mulut Tambang	PLTU	-	-	-	-	-	-	1,200	1,200	600	-
	PLTU Jawa Tengah (Infrastruktur)	PLTU	-	-	-	-	1,000	1,000	-	-	-	-
	PLTP FTP 2	PLTP	-	-	175	415	1,380	-	-	-	-	-
	PLTP Baru	PLTP	-	-	-	10	-	30	220	330	325	370
	Rajamandala	PLTA	-	-	-	-	47	-	-	-	-	-
	Jatigede	PLTA	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
4	Total Kapasitas Sistem		26,140	30,169	32,926	34,851	40,448	41,478	45,320	49,230	53,947	58,617
5	Reserve Margin Sistem	%	34	41	40	35	43	35	35	34	35	35

Catatan : Tanda panah mengindikasikan pergeseran jadwal operasi dari rencana semula (RUPTL 2009-2018) ke jadwal baru (RUPTL 2010-2019).

Dalam jangka pendek (sampai dengan tahun 2012), tambahan pembangkit dari proyek-proyek yang saat ini sedang dalam tahap pembangunan (proyek on-going) berjumlah 10.206 MW, yang terdiri dari pembangkit PLN berjumlah 7.001 MW dimana sebagian besar adalah proyek Perpres No.71/2006 dan sisanya sebesar 3.205 MW adalah proyek IPP. Selain itu masih ada rencana Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2 yang beroperasi pada 2012 sebesar 150 MW (PLN) dan 175 MW (IPP).

Dalam jangka menengah (2013 – 2015) tambahan pembangkit yang berupa proyek PLN berjumlah 3.710 MW, dimana tambahan sebesar 2.350 MW adalah Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2, sedangkan proyek IPP berjumlah 4.842 MW, dimana 2.395 MW merupakan Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2. Pada tahun 2014 reserve margin mencapai 43% dengan masuknya

Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2 sebesar 5.070 MW, namun hal ini terjadi mengingat ketidakpastian yang sangat besar terhadap proyek-proyek skala besar antara lain PLTU Indramayu 1x1000 MW, Upper Cisokan Pumped Storage 4x250 MW, PLTU Madura 2x200 MW, PLTGU Muara Tawar Add-on Blok 2 dan proyek-proyek panas bumi.

Dalam jangka panjang (2016 – 2019) jumlah penambahan kapasitas pembangkit adalah 17.139 MW, yang terdiri dari pembangkit PLN sebesar 12.234 MW dan IPP sebesar 4.905 MW.

Kapasitas pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2009 sebesar 910 MW, yaitu PLTP Wayang Windu #2 110 MW, PLTU Labuan #1 300 MW dan PLTGU Muara Karang Repowering 500 MW.

Arah kebijakan PLN dalam rencana pengembangan pembangkit di Jawa-Bali terlihat dengan jelas pada tabel 4.13 dimana PLN tidak lagi merencanakan pembangunan pembangkit berbahan bakar minyak, kecuali beberapa pembangkit beban puncak (*peaker*) berupa PLTG baru yang masih akan menggunakan bahan bakar minyak atau LNG jika tersedia. Disamping PLTG *peaker* tersebut akan dibangun juga tiga buah PLTA Pump Storage sebagai pemikul beban puncak, yaitu Upper Cisokan di Jawa Barat dengan kapasitas 1.000 MW, Matenggeng di perbatasan Jawa Barat dengan Jawa Tengah sebesar 885 MW dan Grindulu di Jawa Timur sebesar 1.000 MW.

Untuk memenuhi kebutuhan pembangkit beban menengah (selain repowering Muara Karang dan Priok dan Muara Tawar Blok 5) akan dibangun PLTGU dengan kapasitas 4.950 MW yang akan menggunakan bahan bakar gas alam dan LNG, termasuk diantaranya PLTGU Muara Tawar Add-on blok 2, 3, 4 dengan total kapasitas 1.200 MW, PLTGU Tuban/Cepu 1.500 MW dan PLTGU LNG Banten/Jawa Barat 3 x 750 MW. Munculnya kebutuhan PLTGU sebesar 4.950 MW tersebut adalah dengan asumsi tersedia pasokan gas.

Karena keterbatasan pasokan gas maka PLTGU Banten/Jabar dalam proses simulasi yang semula direncanakan berbahan bakar gas alam diubah menjadi pembangkit berbahan bakar LNG. Harga LNG yang lebih tinggi daripada harga gas alam akan menyebabkan produksi energi atau *capacity factor* PLTGU ini rendah, dan hal ini akan dibahas lebih lanjut pada butir 4.4.5.3 mengenai proyek-proyek strategis dan butir 4.5 mengenai proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar.

Untuk memenuhi kebutuhan pembangkit beban dasar akan dibangun PLTU batubara *supercritical* kelas 1.000 MW oleh PLN dan IPP, serta beberapa PLTP yang direncanakan akan dibangun oleh IPP.

Disamping itu PLN merencanakan untuk membangun transmisi 500 kV HVDC interkoneksi Sumatera – Jawa yang akan menyalurkan listrik sebesar 3.000 MW dari PLTU mulut tambang di Sumatra Selatan ke Jawa.

Dalam rencana pengembangan pembangkit sistem Jawa-Bali, PLTN kelas 1.000 MW juga dibuka sebagai salah satu kandidat proyek, tujuannya untuk mendapatkan suatu sistem tenaga listrik dengan konfigurasi pembangkitan yang lebih beraneka ragam, sehingga tidak terlalu bergantung / mengandalkan pada satu sumber energi primer-dalam hal ini batu bara. Namun simulasi menunjukkan bahwa PLTN tidak dapat bersaing dengan kandidat pembangkit beban dasar lainnya karena tingginya harga kapital dari teknologi ini.

4.4.6.3. Proyek-proyek Strategis

Beberapa proyek strategis pada sistem Jawa-Bali ini adalah sebagai berikut :

- PLTGU Muara Tawar Add-on (1.200 MW). Proyek ini sangat strategis karena pembangkit ini berlokasi sangat dekat dengan pusat beban dan dapat memperbaiki kualitas tegangan. Namun karena keterbatasan pasokan gas, maka untuk tahap pertama pengembangan dilakukan hanya untuk blok 2 (500 MW apabila dilengkapi *supplementary firing*) yang direncanakan beroperasi pada 2012-2013, sedangkan pada tahap selanjutnya akan dikembangkan blok 3-4 (700 MW dengan *supplementary firing*) yang direncanakan beroperasi pada 2016 apabila tersedia pasokan gas yang cukup.
- PLTU IPP Jawa Tengah (2x1.000 MW). Proyek ini sangat strategis karena dibutuhkan sistem pada tahun 2014 dan 2015, serta merupakan proyek kelistrikan pertama yang menggunakan skema *Public Private Partnership* (PPP) dengan PerPres No. 67/2005 yang diperbaharui dengan PerPres No. 13/2010.
- PLTU Indramayu (2x1.000 MW). Proyek ini sangat strategis karena dibutuhkan sistem pada tahun 2015, dan berlokasi relatif dekat dengan pusat beban industri di sebelah timur Jakarta.

- PLTA Pompa Upper Cisokan (1.000 MW). Proyek ini sangat strategis karena dapat meminimalkan biaya operasi sistem serta memberikan banyak benefit dalam operasi sistem tenaga listrik, antara lain berfungsi sebagai pembangkit beban puncak, pengatur frekuensi, sebagai spinning reserve (cadangan putar), memperbaiki faktor utilitas pembangkit beban dasar dan memperbaiki load factor sistem.
- PLTU mulut tambang Sumatera Selatan dan transmisi 500kV HVDC Sumatera – Jawa dengan kapasitas 3.000 MW. Proyek ini sangat strategis karena merupakan solusi yang ekonomis dalam memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Jawa dengan memanfaatkan cadangan *low rank coal* di Sumatra Selatan. Proyek ini hanya dilaksanakan setelah kebutuhan listrik Sumatera tercukupi sepenuhnya dengan cadangan yang cukup banyak. Pilihan proyek ini juga didorong oleh semakin sulitnya mendapatkan lokasi untuk membangun PLTU batubara skala besar di pulau Jawa.
- PLTGU Banten/Jabar. Sejalan dengan kenaikan harga-harga energi primer akhir-akhir ini, harga LNG telah meningkat sangat tinggi, yaitu diatas US\$10/mmbtu. Pada harga tersebut, PLTGU bahan bakar LNG akan sulit berkompetisi melawan PLTU batubara yang dioperasikan untuk mengisi intermediate load.

4.4.6.4. Regional Balance Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per region yang sangat berbeda antara Jawa Bagian Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4.17, maka pengembangan proyek pembangkit baru sebaiknya berlokasi di Jawa Bagian Barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 4.17 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2009

Regional Balance	Jawa Bagian Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur dan Bali
Kapasitas Terpasang (MW)	11.519	3.675	7.102
Tambahan Kapasitas (MW)	910	-	-
Total (MW)	12.429	3.675	7.102
Beban Puncak (MW)	10.345	2.736	4.081
Reserve (%)	20.1	34.3	74.0

Lokasi pembangkit yang diinginkan adalah di Jawa bagian barat sebelah timur (seputar Karawang, Indramayu, Cirebon) atau Jawa Tengah sebelah barat (seputar Tegal, Pemalang, Pekalongan).

Pada saat ini region Jawa Timur mempunyai kelebihan pasokan dan belum mengalami kendala penyaluran listrik ke arah barat karena adanya transmisi 500 kV jalur selatan. Namun apabila penentuan lokasi pembangkit baru tidak mempertimbangkan regional balance, maka pada masa yang akan datang diperkirakan akan muncul kendala penyaluran. Penerapan regional balance dalam menentukan lokasi pembangkit dapat menghindari keperluan untuk membangun transmisi 500 kV pada jalur baru dari timur ke arah barat pulau Jawa.

Lokasi PLTU batubara skala besar di pantai selatan pulau Jawa belum merupakan pilihan prioritas, karena pertimbangan kesulitan transportasi batubara pada musim-musim gelombang tinggi, diperlukan konstruksi *breakwater* yang relatif mahal, risiko tsunami dan gempa bumi yang lebih tinggi.

Neraca daya dan rincian pengembangan pembangkitan di sistem Jawa Bali dapat dilihat pada Lampiran C1.2.

4.4.7 Partisipasi Listrik Swasta

Partisipasi swasta dalam penyediaan tenaga listrik di Indonesia hingga 10 tahun mendatang sangat besar, yaitu mencapai sekitar 33% dari kapasitas total. Proyek-proyek IPP dimaksud ditunjukkan pada Tabel 4.18 dan Tabel 4.19.

Pada kedua tabel tersebut, yang dimaksud dengan proyek *on going* adalah proyek IPP yang telah memiliki PPA dan secara resmi telah mendapat pendanaan (*financial closure*). Sedangkan proyek IPP dalam rencana meliputi mereka yang telah mempunyai PPA namun belum *financial closure*. Ada juga proyek yang baru mendapat HOA sudah dimasukkan dalam kategori rencana.

Di dalam kategori rencana juga terdapat proyek IPP yang belum ada pemiliknya namun telah diidentifikasi dalam RUPTL ini sebagai kebutuhan sistem. Proyek IPP yang statusnya belum mempunyai PPA ini akan diadakan oleh PLN melalui proses tender kompetitif.

Tabel 4.18 Daftar Proyek IPP di Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
Proyek On Going			Proyek Rencana - Lanjutan		
PLTA Asahan I	2 x 90,0	2010	PLTM Sikarban	1 x 1,4	2012
PLTA Poso Energy	3 x 65,0	2011	PLTM Sinamar	2 x 5,0	2012
PLTM Hutaraja	2 x 2,3	2010	PLTM Sumpur	1 x 2,0	2012
PLTM Manggani	1 x 1,1	2010	PLTM Tarabintang	2 x 5,0	2012
PLTM Parilitan	3 x 2,5	2010	PLTM Tarusan	1 x 3,0	2012
PLTM Ranteballa	2 x 1,2	2010	PLTM Telun Berasap	2 x 3,0	2012
PLTM Silau 2	3 x 2,5	2010	PLTM Wai Nibe	4 x 1,3	2012-2017
PLTM Goal	2 x 0,8	2011	PLTM Wai Tina	2 x 1,5	2012, 2018
PLTM Lebong	4 x 3,0	2011	PLTM Wanokaka	1 x 1,6	2011
PLTM Manipi/Tangka I	1 x 3,5	2011	PLTM Wawopada	1 x 3,6	2013
PLTM Manipi/Tangka II	1 x 6,5	2011	PLTG Senipah - Balikpapan	2 x 40,0	2012
PLTM Manna	2 x 2,0	2011	PLTG Sorong	2 x 10,0	2010, 2011
PLTM Parluasan	2 x 2,1	2012	PLTG Gunung Megang, ST Cycle	1 x 30,0	2011
PLTU Cangkang-Bangka	1 x 5,0	2010	PLTG Muara Teweh (FTP2)	1 x 120,0	2014
PLTU Pangkalan Bun	2 x 7,0	2010	PLTG Sengkang, Op. Cycle	1 x 60,0	2010
PLTU Simpang Belimbing	2 x 113,5	2011	PLTG Sengkang-ST-Cycle	1 x 60,0	2011
PLTU Molotabu	2 x 10,0	2012	PLTM Boom Baru	2 x 7,0	2011
PLTU Sulsel - 1 (Jeneponto)	2 x 100,0	2012, 2013	PLTM Musi Rawas	2 x 4,0	2011
PLTU Banjarsari	2 x 100,0	2013	PLTP Atadei (FTP2)	1 x 5,0	2014
PLTU Gorontalo	2 x 6,0	2013	PLTP Bora (FTP2)	1 x 5,0	2014
PLTU Kalianda	2 x 6,0	2013	PLTP Danau Ranau	2 x 55,0	2018, 2019
PLTU Ketapang	2 x 7,0	2013	PLTP G. Talang	1 x 20,0	2018
PLTU Lampung Tengah	2 x 6,0	2013	PLTP Huu (FTP2)	1 x 20,0	2014
PLTU Pontianak - 2	2 x 25,0	2013	PLTP Jaboi	1 x 7,0	2017
PLTU Rengat	2 x 7,0	2013	PLTP Jaboi (FTP2)	1 x 7,0	2013
PLTU Sumsel - 2 (Keban Agung)	2 x 112,5	2013	PLTP Jailolo (FTP2)	1 x 10,0	2014
PLTU Tanah Grogot	2 x 7,0	2013	PLTP Lahendong V (FTP2)	1 x 20,0	2013
PLTU Tanjung Pinang I	2 x 10,8	2013	PLTP Lahendong VI (FTP2)	1 x 20,0	2013
PLTU Tembilahan	2 x 7,0	2013	PLTP Lainea	2 x 10,0	2015
PLTU Tj. Balai Karimum	2 x 6,0	2013	PLTP Lumut Balai (FTP2)	4 x 55,0	2013, 2014
Proyek Rencana			PLTP Mangolo	2 x 5,0	2014
PLTA Asahan #4,5	1 x 60,0	2016	PLTP Merana/Masaingi (FTP2)	1 x 20,0	2014
PLTA Bonto Batu	2 x 50,0	2016	PLTP Muara Laboh (FTP2)	2 x 110,0	2014
PLTA Lawe Mamas	3 x 30,0	2016, 2017	PLTP Pusuk Bukit	2 x 55,0	2018, 2019
PLTA Malea	2 x 45,0	2016	PLTP Rajabasa (FTP2)	2 x 110,0	2014
PLTA Sawangan	2 x 8,0	2015	PLTP Rantau Dedap	1 x 110,0	2016
PLTA Simpang Aur	1 x 29,0	2015	PLTP Rantau Dedap (FTP2)	1 x 110,0	2014
PLTA Wampu	1 x 45,0	2015	PLTP Sarulla 1 (FTP2)	3 x 110,0	2013, 2014
PLTM Bambalo III	1 x 2,3	2013	PLTP Sarulla 2 (FTP2)	2 x 55,0	2014
PLTM Batubota	1 x 2,5	2013	PLTP Seulawah (FTP2)	1 x 55,0	2014
PLTM Bayang	2 x 3,0	2012	PLTP Sipaholon	1 x 55,0	2019
PLTM Belengan	1 x 1,2	2013	PLTP Songa Wayaua (FTP2)	1 x 5,0	2014
PLTM Biak I	1 x 1,5	2013	PLTP Sorik Merapi	1 x 55,0	2014
PLTM Biak II	1 x 1,3	2013	PLTP Sukoria (FTP2)	1 x 5,0	2014
PLTM Biak III	1 x 1,2	2013	PLTP Suok Sekincau	2 x 55,0	2018, 2019
PLTM Bunta	1 x 2,5	2014	PLTP Ulubelu #3 (FTP2)	1 x 55,0	2013
PLTM Duminanga	1 x 0,5	2013	PLTP Ulubelu #4 (FTP2)	1 x 55,0	2014
PLTM Fatimah	1 x 1,4	2012	PLTP Ulumbu	2 x 3,0	2011, 2012
PLTM Gumanti	2 x 5,0	2012	PLTP Wai Ratai	1 x 55,0	2019
PLTM Guning Tujuh	2 x 4,0	2012	PLTU Andai (FTP2)	2 x 7,0	2012, 2013
PLTM Guntung	1 x 0,6	2012	PLTU Bangka Baru I (FTP2)	2 x 30,0	2014
PLTM Hek	1 x 2,5	2012	PLTU Bangka Baru II	2 x 7,0	2013
PLTM Ibu	1 x 1,0	2012	PLTU Bangka Baru III	2 x 30,0	2018, 2019
PLTM Kambahan	1 x 1,5	2012	PLTU Baturaja	2 x 10,0	2013
PLTM Kambaniru	1 x 2,0	2012	PLTU Biak (FTP2)	2 x 7,0	2013, 2014
PLTM Karai-1	1 x 10,0	2013	PLTU Cangkang-Belitung	1 x 7,0	2010
PLTM Karai-12	1 x 6,0	2013	PLTU Embalut (Ekspansi)	1 x 50,0	2012
PLTM Karai-7	1 x 6,7	2013	PLTU Jambi	2 x 400,0	2018
PLTM Kokok Putih	1 x 3,8	2011	PLTU Jayapura	2 x 15,0	2019
PLTM Kotaraya	1 x 0,8	2013	PLTU Jayapura (FTP2)	2 x 15,0	2013
PLTM Lambangan	1 x 3,2	2014	PLTU Kalsel - 1 (FTP2)	2 x 100,0	2013, 2014
PLTM Lubuk Gadang	1 x 4,0	2012	PLTU Kalteng - 1	2 x 100,0	2016
PLTM Mampueno / Sakita	1 x 1,2	2013	PLTU Kaltim - 1	1 x 50,0	2012
PLTM Milangodaa I	1 x 0,7	2013	PLTU Kaltim - 2 (FTP2)	2 x 100,0	2013, 2014
PLTM Muara Sako	1 x 2,5	2012	PLTU Kaltim (Infrastruktur)	2 x 100,0	2017, 2018
PLTM Ngaoli	1 x 2,0	2012	PLTU Kaltim (MT)	2 x 22,5	2012
PLTM Pakkat	2 x 5,0	2012	PLTU Kendari Baru I (FTP2)	2 x 25,0	2013
PLTM Pekasalo	1 x 1,2	2013	PLTU Kendari Baru II	2 x 25,0	2017
PLTM Sawidago I	1 x 2,0	2015	PLTU Kolaka (FTP2)	2 x 10,0	2012

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
Proyek Rencana - Lanjutan		
PLTU Kuala Kurun	2 x 3,0	2012
PLTU Kupang	2 x 15,0	2016, 2017
PLTU Lantuka (FTP2)	2 x 4,0	2014
PLTU Lombok	2 x 25,0	2012, 2013
PLTU Lombok Baru I	2 x 25,0	2017, 2018
PLTU Luwuk (FTP2)	2 x 10,0	2012
PLTU Masohi (FTP2)	2 x 4,0	2014
PLTU Melak (FTP2)	2 x 7,0	2013, 2014
PLTU Merauke (FTP2)	2 x 7,0	2012
PLTU Minahasa (PPP)	2 x 55,0	2018, 2019
PLTU Moutong (FTP2)	2 x 4,0	2012
PLTU Muko-Muko	2 x 4,0	2011
PLTU Nabire (FTP2)	2 x 7,0	2013
PLTU New Ambon	2 x 10,0	2015, 2016
PLTU Nias	3 x 7,0	2012, 2013
PLTU Nunukan (FTP2)	2 x 7,0	2013
PLTU Mamuju (FTP2)	2 x 25,0	2014
PLTU Pontianak - 1	1 x 50,0	2019
PLTU Pontianak - 3	2 x 25,0	2014
PLTU Putussibau (FTP2)	2 x 4,0	2014
PLTU Selayar (FTP2)	2 x 4,0	2014
PLTU Riau Mulut Tambang	2 x 300,0	2016, 2017

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
Proyek Rencana - Lanjutan		
PLTU Sorong (FTP2)	2 x 15,0	2013, 2014
PLTU Sulut I (Kema)	2 x 25,0	2013
PLTU Sumbar - 1	2 x 100,0	2015
PLTU Sumbawa Baru I (FTP2)	2 x 10,0	2012, 2013
PLTU Sumbawa Baru II	2 x 15,0	2013, 2014
PLTU Sumsel - 5	2 x 150,0	2015
PLTU Sumsel - 6, M. Tambang	2 x 300,0	2014, 2015
PLTU Sumsel - 7	2 x 150,0	2015, 2016
PLTU Sumut - 2	2 x 112,5	2017
PLTU Tahuna	2 x 4,0	2012
PLTU Takalar	2 x 100,0	2015
PLTU Tanjung Batu (FTP2)	2 x 4,0	2012
PLTU Tanjung Pinang II (FTP2)	2 x 15,0	2014
PLTU Tarahan #1,2	2 x 200,0	2018, 2019
PLTU Tawaeli (Ekspansi)	1 x 30,0	2013
PLTU Tidore Baru (FTP2)	2 x 7,0	2014
PLTU Tj. Balai Karimun II (FTP2)	2 x 10,0	2014
PLTU Tj. Balai Karimun III	1 x 10,0	2019
PLTU Tobelo (FTP2)	2 x 4,0	2013
PLTU Tual	2 x 4,0	2013
PLTU Waingapu (FTP2)	2 x 4,0	2014

Tabel 4.19 Daftar Proyek IPP di Jawa Bali

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
<u>Proyek On Going</u>		
PLTG Cikarang Listrindo	1 x 150	2010-2011
PLTU Cirebon	1 x 660	2011
PLTU Celukan Bawang	1 x 130	2012
	2 x 125	2013
PLTU Paiton 3-4 Expansion	1 x 815	2012
PLTU Tanjung Jati B Expansion	2 x 660	2012
<u>Proyek Dalam Rencana</u>		
PLTU Bali Timur	2 x 100	2013
PLTU Madura	2 x 200	2014
PLTU Jawa Tengah	2 x 1000	2014-2015
PLTU Banten	1 x 660	2016

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	Tahun Operasi
PLTP Patuha	3 x 60	2013-2014
PLTP Bedugul	1 x 10	2013
	3 x 55	2016-2018
PLTP Kamojang	1 x 60	2013
	1 x 40	2013
PLTP Salak	1 x 40	2013
PLTP Darajat	2 x 55	2012
		2013
PLTP Wayang Windu	1 x 120	2012
	1 x 120	2014
	1 x 50	2018
PLTP Karaha Bodas	1 x 30	2013
	2 x 55	2014
PLTP Guci	1 x 55	2014
	1 x 55	2017
PLTP Ijen	2 x 55	2014
PLTP Wilis/Ngebel	1 x 55	2013
	2 x 55	2014
PLTP Batu Kuwung	1 x 55	2019
	1 x 110	2020

PLTU Sumatera Mulut Tambang ²³	5 x 600	2016-2018	PLTP Endut	2 x 110	2019-2020
PLTA Jatigede	2 x 55	2014	PLTP Mangunan	1 x 30 1 x 55	2019 2020
PLTA Rajamandala	1 x 47	2014	PLTP Baturaden	2 x 110	2014
PLTP Cibuni	10	2014	PLTP Arjuno Welirang	2 x 55	2018-2019
PLTP Dieng	1 x 55 1 x 60 2 x 55	2013 2014 2018-2019	PLTP Iyang Argopuro	1 x 55 2 x 110	2014 2016-2017
PLTP Ungaran	1 x 55 1 x 30 2 x 55	2014 2015 2016-2017	PLTP Citaman Karang	1 x 10 1 x 10	2019 2020
PLTP Rawa Dano	1 x 110	2014	PLTP Gn Papandayan	2 x 55	2018-2019
PLTP Tangkuban Perahu 1	2 x 55	2014	PLTP Tampomas	1 x 45	2014
PLTP Tangkuban Perahu 2	2 x 30	2014	PLTP Cisolok-Sukarame	1 x 50 2 x 55	2014 2017-2018

4.5 PROYEKSI NERACA ENERGI DAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR

Berdasarkan prakiraan demand seperti dijelaskan pada butir 4.3 dan konfigurasi pembangkit pada butir 4.4, selanjutnya dilakukan simulasi produksi energi seluruh sistem pembangkitan PLN dan IPP, dan hasilnya diperlihatkan pada Tabel 4.20 dan Gambar 4.4.

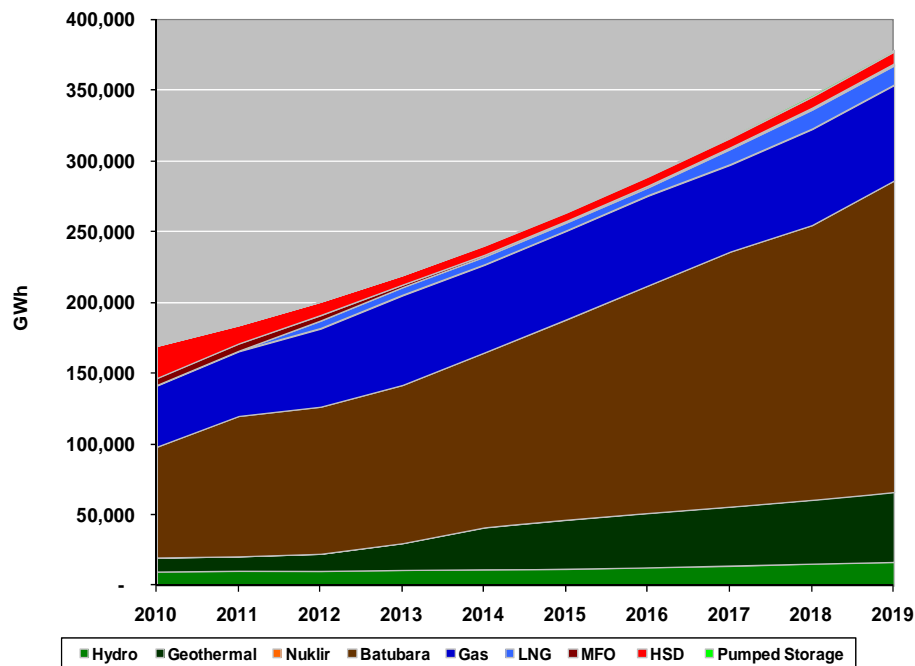
Tabel 4.20 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Indonesia (GWh)

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD	22,811	13,035	9,550	6,740	6,667	6,158	6,488	6,751	7,952	8,642
2	MFO	5,095	5,194	3,968	1,836	1,196	1,007	1,095	971	975	958
3	Gas	43,239	45,753	55,247	63,387	61,998	62,600	63,425	61,430	67,868	67,492
4	LNG	-	-	5,266	5,365	5,441	5,508	5,585	10,727	13,456	13,482
5	Batubara	78,453	99,312	104,055	111,976	123,842	141,848	160,984	180,469	194,376	220,410
6	Hydro	9,771	10,296	10,145	10,894	11,332	11,613	12,735	13,808	15,328	16,506
	Pumped Storage	-	-	-	-	477	645	724	1,079	1,424	1,149
7	Geothermal	10,318	10,672	12,627	19,347	30,016	35,108	38,924	42,220	45,524	49,853
8	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL	169,687	184,261	200,858	219,546	240,970	264,486	289,961	317,454	346,903	378,493

Pada Tabel 4.20 dapat dilihat bahwa pembangkit batubara akan menjadi tulang punggung sistem pembangkitan Indonesia pada kurun waktu sepuluh tahun mendatang, disusul oleh gas alam dan kemudian pembangkit energi terbarukan, sementara pembangkit berbahan bakar minyak direncanakan semakin jauh berkurang. Hal ini mencerminkan usaha PLN untuk mengurangi konsumsi BBM.

²³ PLTU Sumatra mulut tambang diperhitungkan sebagai IPP di sistem Jawa Bali karena sebagian besar produksinya akan ditransfer ke Jawa dengan menggunakan transmisi HVDC.

Pada tahun 2010 konsumsi BBM masih sebesar 16%, dan direncanakan menurun menjadi 6,7% pada 2012 dan 2,54% pada 2019. Sementara itu kontribusi batubara akan meningkat dari 46% pada tahun 2010 menjadi 58% pada tahun 2019. Sedangkan porsi gas alam yang pada tahun 2010 adalah 25%, akan menurun menjadi 18% pada tahun 2019, sedangkan LNG mulai tahun 2012 sebesar 3% dan meningkat menjadi 4% pada 2019%.



Gambar 4.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Total Indonesia (GWh)

Hal lain yang dapat dilihat adalah adanya peningkatan tenaga panas bumi dalam penyediaan listrik yang semakin besar secara signifikan, dimana kontribusinya sebesar 6% pada 2010 dan akan meningkat menjadi 13% pada 2019.

Untuk memproduksi energi listrik pada Tabel 4.20 diperlukan bahan bakar dengan volume yang diperlihatkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4.21 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	6,068.5	3,694.2	3,155.5	1,872.8	1,810.6	1,612.2	1,711.2	1,823.3	2,224.1	2,462.7
2	MFO (x 10 ³ kL)	1,486.4	1,407.0	1,114.7	481.2	314.0	274.0	302.7	278.1	282.1	276.4
3	Gas (bcf)	461.7	411.9	493.6	561.9	548.7	553.0	557.7	531.9	581.1	579.3
4	LNG (bcf)	-	-	41.0	41.8	42.3	42.8	43.4	82.4	103.1	103.3
5	Batubara (10 ³ TON)	38,233.7	48,912.4	51,507.9	55,612.1	61,598.4	69,586.0	78,469.9	88,159.9	94,987.7	106,261.0

4.5.1 Sistem Jawa-Bali

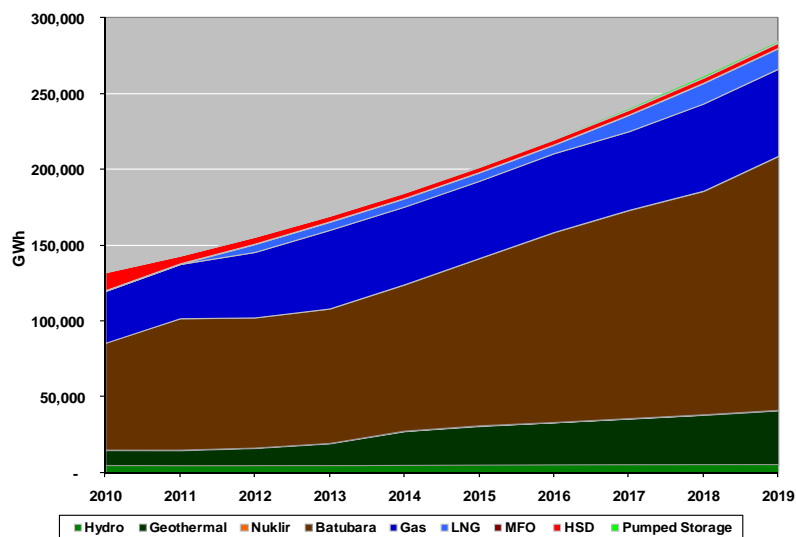
Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2010-2019 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 4.22 dan Gambar 4.5.

Dalam kurun waktu 2010-2019, kebutuhan batubara meningkat 2,4 kali dan kebutuhan gas alam meningkat 1,68 kali, sedangkan kebutuhan BBM menurun 69%.

Hal ini mencerminkan bahwa perencanaan dalam RUPTL ini telah sejalan dengan kebijakan pemerintah mengenai diversifikasi energi, yaitu mengurangi pemakaian bbm dan mengoptimalkan pemakaian batubara dan gas.

Tabel 4.22 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD	11,750	5,098	4,475	3,672	3,442	3,310	3,189	3,116	3,242	3,446
2	MFO	672	518	361	361	358	383	396	379	403	378
3	Gas	34,223	35,821	43,188	51,850	51,275	50,941	52,010	51,961	57,514	57,479
4	LNG	-	-	5,266	5,365	5,441	5,508	5,585	10,727	13,456	13,482
5	Batubara	70,563	86,762	85,945	88,745	96,649	110,461	125,387	137,314	147,499	167,608
6	Hydro	5,273	5,273	5,262	5,087	5,469	5,528	5,763	5,889	5,893	5,985
	Pumped Storage	-	-	-	-	477	645	724	1,079	1,424	1,149
7	Geothermal	9,809	9,795	11,197	14,453	22,124	25,559	27,563	30,046	32,583	35,397
8	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T O T A L	132,290	143,267	155,695	169,533	185,234	202,336	220,616	240,512	262,015	284,924



Gambar 4.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

Pada Tabel 4.22 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 59% dari seluruh produksi pada tahun 2019. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9.823 GWh pada tahun 2010 menjadi 35.397 GWh pada tahun 2019, atau meningkat hampir 4 kali lipat. Sedangkan pangsa

tenaga air relatif tidak berubah karena potensi hidro di sistem Jawa Bali sudah sulit untuk dikembangkan. Produksi listrik dari gas alam mengalami peningkatan sejak tahun 2010 menjadi 1.75 kali pada tahun 2019. Hal ini disebabkan karena pasokan gas alam untuk PLTGU diasumsikan ada dengan volume yang cukup.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 4.23. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2019. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar.

Tabel 4.23 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	2,931.1	1,424.9	1,345.4	1,007.7	909.7	843.3	800.2	799.3	852.0	970.0
2	MFO (x 10 ³ kL)	226.1	149.1	103.7	103.5	102.7	110.0	113.8	108.8	115.7	108.5
3	Gas (bcf)	354.2	293.1	375.1	442.4	437.3	434.6	443.2	442.8	485.0	484.7
4	LNG (bcf)	21.6	22.9	41.0	41.8	42.3	42.8	43.4	82.4	103.1	103.3
5	Batubara (10 ³ TON)	33,697.2	41,750.6	41,063.5	42,349.5	46,128.5	52,017.4	58,592.6	64,364.0	68,988.5	77,233.7

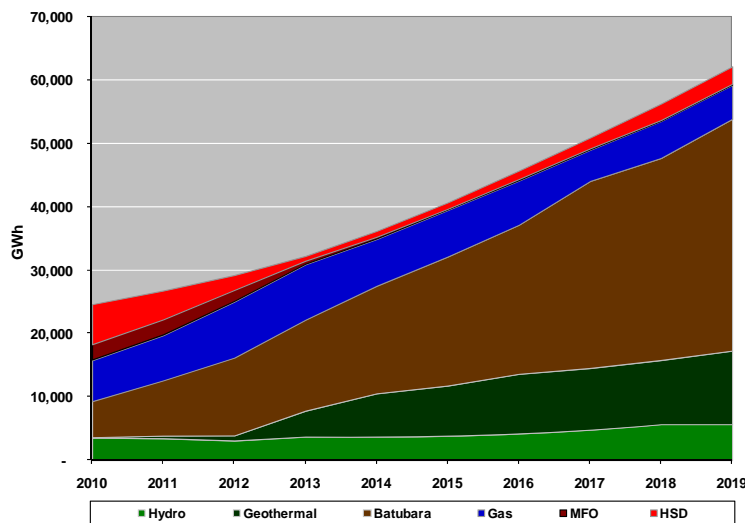
4.5.2 Wilayah Operasi Indonesia Barat

Selaras dengan kebijakan penurunan pemakaian BBM dalam sektor tenaga listrik, maka komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Barat diproyeksikan pada tahun 2019 akan menjadi 59% batubara, 9% gas alam, 9% hidro, 4% minyak dan 19% panas bumi seperti diperlihatkan pada Tabel 4.24 dan Gambar 4.6.

Proyeksi produksi energi dan kebutuhan bahan bakar untuk Sumatra, dan Kalimantan Barat diperlihatkan pada Lampiran B.

Tabel 4.24 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Barat (GWh)

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD	6,323	4,559	2,354	764	932	1,016	1,331	1,722	2,589	2,759
2	MFO	2,475	2,422	1,787	513	287	132	195	156	130	121
3	Gas	6,455	7,143	8,849	8,725	7,398	7,347	6,988	4,927	5,819	5,354
4	LNG										
5	Batubara	5,779	8,817	12,375	14,463	17,051	20,439	23,588	29,576	31,960	36,647
6	Hydro	3,486	3,382	3,022	3,641	3,649	3,748	4,113	4,753	5,596	5,596
	Pumped Storage										
7	Geothermal	64	416	804	4,094	6,830	7,965	9,454	9,736	10,151	11,639
8	Nuklir										
	T O T A L	24,581	26,737	29,192	32,200	36,146	40,648	45,669	50,871	56,245	62,115



Gambar 4.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Barat (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Luar Jawa dari tahun 2010 sampai dengan tahun 2019 diberikan pada Table 4.25.

Tabel 4.25 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Barat

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	1,894.7	1,385.0	1,016.0	245.7	272.6	288.9	385.7	504.1	787.0	825.3
2	MFO (x 10 ³ kL)	695.6	677.2	510.5	133.7	73.7	33.7	50.0	40.1	33.5	31.0
3	Gas (bcf)	59.1	66.2	89.7	89.6	76.2	74.6	69.7	43.2	50.3	47.9
4	LNG (bcf)										
5	Batubara (10 ³ TON)	3,141.0	4,788.5	6,740.4	7,913.4	9,295.0	11,057.5	12,719.8	15,971.9	17,308.6	19,623.9

Kebutuhan gas alam tersebut pada Tabel 4.25 yang terus menurun sesungguhnya masih jauh di bawah kebutuhan, hal ini disebabkan oleh adanya keterbatasan pasokan gas ke pembangkit PLN. Sebagai contoh, pasokan gas untuk PLTGU Belawan terus mengalami penurunan dari tahun ke tahun karena *depletion*. Idealnya gas harus terjamin sepanjang umur ekonomis pusat pembangkit.

Kebutuhan akan batubara terus meningkat selaras dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan merupakan bahan bakar yang dominan dalam produksi listrik. Kebutuhan batubara pada tahun 2010 sekitar 3,1 juta ton akan meningkat tajam menjadi 19,6 juta ton pada tahun 2019, atau sekitar enam kali lipat untuk 10 tahun mendatang.

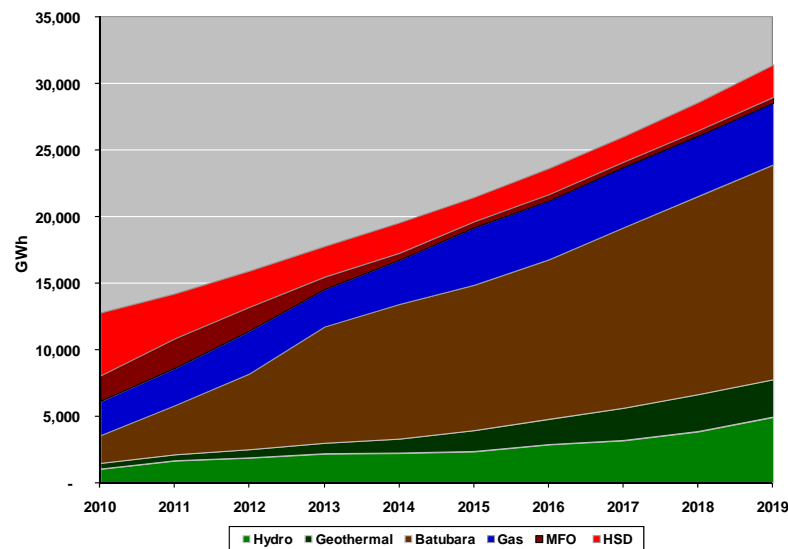
4.5.3 Wilayah Operasi Indonesia Timur

Selaras dengan kebijakan penurunan pemakaian BBM dalam sektor tenaga listrik, maka komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2019 akan menjadi 51% batubara, 15% gas alam, 16% hidro, 9% minyak dan 9% panas bumi seperti diperlihatkan pada Tabel 4.26 dan Gambar 4.7.

Proyeksi produksi energi dan kebutuhan bahan bakar untuk Kalimantan, Sulawesi, Maluku & Papua dan NTB & NTT diperlihatkan pada Lampiran A.

Tabel 4.26 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia Timur (GWh)

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD	4,738	3,378	2,721	2,304	2,293	1,832	1,968	1,912	2,121	2,437
2	MFO	1,949	2,254	1,819	962	551	492	505	436	442	459
3	Gas	2,561	2,790	3,209	2,812	3,326	4,312	4,427	4,542	4,535	4,660
4	LNG										
5	Batubara	2,111	3,733	5,736	8,768	10,143	10,947	12,009	13,579	14,917	16,155
6	Hydro	1,012	1,641	1,861	2,166	2,214	2,336	2,859	3,166	3,839	4,925
	Pumped Storage										
7	Geothermal	445	462	625	800	1,063	1,583	1,907	2,437	2,790	2,817
8	Nuklir										
	TOTAL	12,815	14,257	15,972	17,813	19,590	21,502	23,675	26,072	28,643	31,453



Gambar 4.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar dari tahun 2010 sampai dengan tahun 2019 diberikan pada Table 4.27.

Tabel 4.27 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	1,242.7	884.4	794.1	619.4	628.3	479.9	525.3	519.8	585.1	667.4
2	MFO (x 10 ³ kL)	564.7	580.7	500.5	244.0	137.6	130.3	138.9	129.2	132.9	136.9
3	Gas (bcf)	26.8	29.7	28.8	30.0	35.2	43.8	44.8	45.9	45.7	46.6
4	LNG (bcf)										
5	Batubara (10 ³ TON)	1,395.5	2,373.3	3,704.1	5,349.2	6,175.0	6,511.0	7,157.5	7,824.0	8,690.7	9,403.4

Kebutuhan gas alam pada Tabel 4.27 yang terus meningkat diasumsikan dapat dipenuhi dari lapangan gas/LNG Donggi-Senoro.

Kebutuhan akan batubara terus meningkat selaras dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan merupakan bahan bakar yang dominan dalam produksi listrik. Kebutuhan batubara pada tahun 2010 sekitar 1,4 juta ton akan meningkat tajam menjadi 9,4 juta ton pada tahun 2019, atau sekitar tujuh kali lipat untuk 10 tahun mendatang.

4.6 ANALISIS SENSITIVITAS

RUPTL 2010–2019 ini disusun sebagai rencana pengembangan sistem kelistrikan dengan skenario tunggal, karena diperlukan adanya rencana program pengembangan kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang pasti. Rencana yang pasti ini dilatarbelakangi oleh sifat dari komitmen investasi di sektor ketenagalistrikan yang memerlukan adanya kepastian jadwal dan kapasitas.

Namun disadari bahwa penyusunan RUPTL dipengaruhi oleh beberapa variabel ketidakpastian yang di luar kendali PLN, misalnya harga bahan bakar, harga EPC proyek, proyeksi penjualan/permintaan tenaga listrik, dan lain-lain. Untuk memahami pengaruh perubahan variabel tersebut terhadap rencana pengembangan sistem kelistrikan, maka dalam RUPTL ini telah dilakukan analisis sensitivitas.

Dari beberapa variabel ketidakpastian yang ada, analisis sensitivitas dalam RUPTL ini hanya dibuat untuk perubahan harga bahan bakar. Hal ini dilakukan karena harga bahan bakar merupakan variabel yang paling *volatile* dan dapat berubah secara cepat dan lebar, sedangkan pergerakan harga EPC relatif lebih terbatas. Adapun penyimpangan dari proyeksi penjualan/permintaan tenaga listrik akan dikaji tersendiri dalam analisis risiko pada Bab 7.

Analisis sensitivitas dilakukan dengan membuat 4 cases di luar *base case*²⁴ untuk sistem Jawa Bali, karena sistem ini merupakan sistem terbesar di Indonesia dan analisis yang diperoleh dapat menggambarkan situasi di wilayah-wilayah lainnya. Perubahan harga bahan bakar dalam analisis sensitivitas diberikan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Variasi Harga Bahan Bakar Dalam Analisis Sensitivitas

Case	Harga			
	Crude Oil US\$/barel	Coal US\$/ton	Gas US\$/mmbtu	LNG US\$/mmbtu
Base Case	75	70	6	10
Case 1	130	70	6	10
Case 2	75	50	6	10
Case 3	75	100	6	10
Case 4	75	70	7	10

Tabel 4.29 Hasil Analisis Sensitivitas Terhadap Perubahan Harga Bahan Bakar

No	Case Study	Satuan	Base Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
1	Harga bahan bakar						
	Crude Oil	USD/barrel	75	130	75	75	75
	Batubara	USD/ton	70	70	50	100	70
	Gas	USD/mmbtu	6	6	6	6	7
	LNG	USD/mmbtu	10	10	10	10	10
2	Objective Function	Juta USD	58.063	58.090	55.542	65.338	59.550
		%	100	100	96	113	103
3	Penambahan Kapasitas						
	PLTU	MW	24.800	24.800	28.800	16.800	29.800
	PLTGU	MW	6.750	6.750	3.000	15.000	3.000
	PLTG	MW	1.800	1.800	1.600	1.600	600
	Jumlah	MW	33.350	33.350	33.400	33.400	33.400

Case 1 dimaksudkan untuk memahami dampak kenaikan harga minyak mentah terhadap rencana pengembangan sistem, Case 2 untuk melihat dampak penurunan harga batubara, Case 3 untuk melihat pengaruh kenaikan harga batubara, dan Case 4 untuk memahami dampak kenaikan harga gas.

Hasil simulasi pada Case 1 menunjukkan bahwa kenaikan harga minyak menjadi US\$130 tidak mengubah konfigurasi pembangkit (jenis, kapasitas dan

²⁴ Base case adalah case yang diadopsi dalam RUPTL 2010 – 2019 ini.

jadwal), dan hanya sedikit menaikkan nilai *objective function* biaya sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4.26. Hal ini dapat dimengerti karena porsi pemakaian BBM memang sangat kecil, yaitu hanya 1% dari fuel mix pada tahun 2019, dengan demikian RUPTL ini tidak sensitif terhadap perubahan harga minyak.

Sementara penurunan harga batubara dari \$75 menjadi \$50 pada Case 2 akan menambah kapasitas PLTU batubara dari 24.800 MW (base case) menjadi 28.800 MW (Case 2), dengan mengambil alih pembangkit berbahan bakar gas (PLTGU). Hal ini menunjukkan bahwa RUPTL ini sangat sensitif terhadap penurunan harga batubara. Namun banyaknya PLTU batubara akan menyebabkan pembangkit yang seharusnya memikul beban dasar menjadi beroperasi dengan CF yang rendah karena sebagian daripadanya akan mengambil peran combined cycle sebagai pemikul beban medium.

Sebaliknya jika harga batubara naik dari \$75 menjadi \$100 (Case 3), maka kapasitas PLTU batubara hanya akan menurun dari 24.800 MW (base case) menjadi 16.800 MW dan peranannya digantikan dengan pembangkit berbahan bakar gas.

Apabila harga gas naik sedikit dari \$6 menjadi \$7 (Case 4), maka kapasitas pembangkit batubara akan naik tajam dari 24.800 MW (base case) menjadi 29.800 MW. Hal ini menunjukkan bahwa RUPTL sangat sensitif terhadap kenaikan harga gas. Harga gas sebesar \$6 merupakan harga tertinggi dimana *combined cycle plants* masih dapat bersaing dengan kandidat pembangkit lainnya. Apabila harga gas lebih tinggi dari \$6, maka combined cycle tidak dapat bersaing secara ekonomi dengan PLTU pada harga batubara \$70, dan peranan pembangkit medium unit akan diambil oleh PLTU batubara.

4.7 PROYEKSI EMISI CO₂

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2010-2019, sebagaimana dapat dilihat pada butir 2.2 mengenai kebijakan pengembangan kapasitas pembangkit dan butir 4.1 mengenai kriteria perencanaan pembangkit, belum memperhitungkan biaya emisi CO₂ sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian, RUPTL ini tidak mengabaikan aspek emisi CO₂. Hal ini dibuktikan dengan banyaknya kandidat PLTP dan PLTA yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah. Penggunaan teknologi boiler *supercritical* di pulau Jawa juga membuktikan

bahwa PLN peduli dengan upaya mengurangi emisi CO₂ dari pembangkitan tenaga listrik.

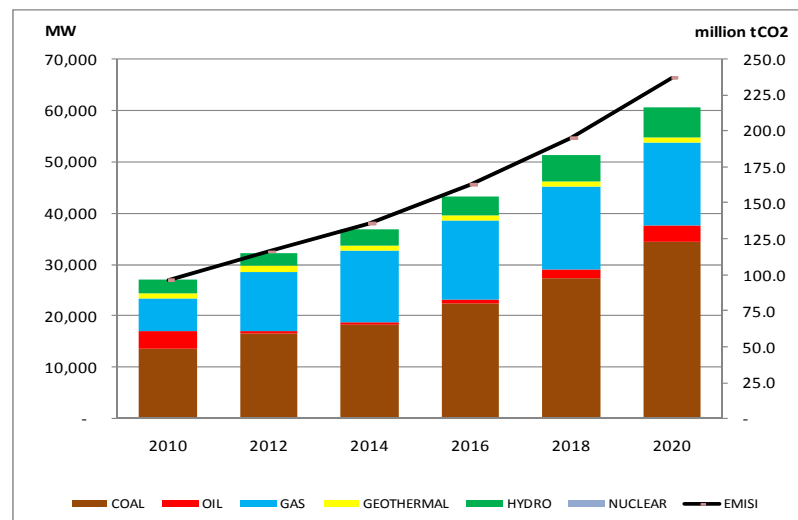
Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi CO₂ (dalam ton CO₂) dengan menggunakan faktor pengali (*emission factor*) yang diterbitkan oleh IPCC²⁵.

4.7.1 Baseline Emisi CO₂ Tanpa Intervensi Kebijakan Pemerintah (Murni *Least Cost*)

Pengembangan pembangkit yang semata-mata berdasarkan prinsip *least-cost* tanpa mempertimbangkan intervensi kebijakan pemerintah seperti pengembangan PLTP dan energi terbarukan lainnya akan menghasilkan rencana pengembangan pembangkit yang sangat didominasi oleh PLTU batubara. Rencana pengembangan ini selanjutnya disebut sebagai *baseline*.

Sistem Jawa Bali

Gambar 4.8 menunjukkan jumlah emisi CO₂ yang akan dihasilkan oleh skenario *baseline* untuk sistem Jawa Bali.



Gambar 4.8 Proyeksi Komposisi Pembangkit dan Jumlah Emisi CO₂ Sistem Jawa Bali Skenario *Baseline*

Pengembangan pembangkit dengan skenario baseline untuk sistem Jawa Bali akan menghasilkan penambahan PLTU batubara konvensional sebesar

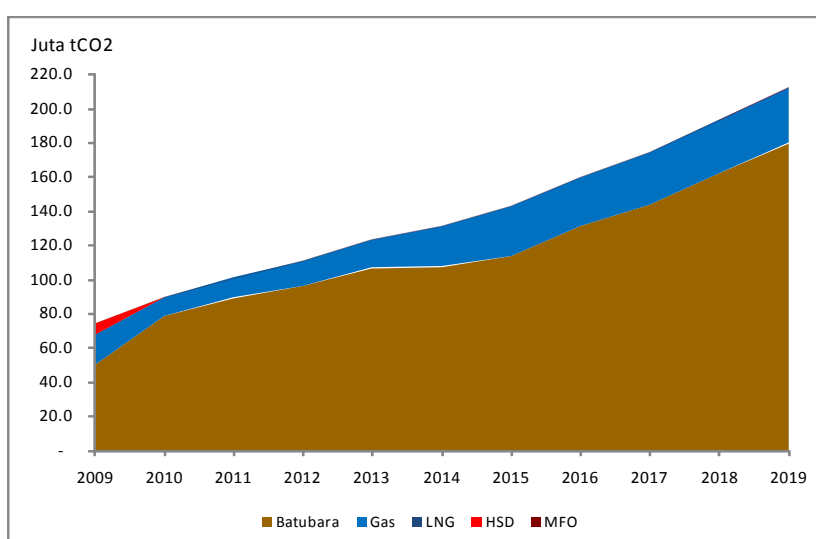
²⁵ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2006 *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

27.000 MW dengan produksi mencapai 72,8% dari total produksi pada tahun 2020. Emisi CO₂ yang dihasilkan pada tahun 2020 diperkirakan mencapai 236 juta ton CO₂.

Tabel 4.30 menunjukkan komposisi bauran energi (*energy mix*) pada tahun 2010, 2016 dan tahun 2020. Dapat dilihat pada tabel tersebut bahwa energi terbarukan khususnya panas bumi tidak kompetitif melawan pembangkit fosil, sehingga tidak terjadi penambahan kapasitas PLTP secara signifikan (hanya PLTP existing dan *committed projects*).

Tabel 4.30 Bauran Energi Sistem Jawa Bali Pada Skenario *Baseline* (GWh)

	Unit	2010	2016	2020	Portion (%)
Coal	GWh	84,728	151,929	235,452	72.8
Oil	GWh	206	4	20	0.1
Gas	GWh	30,087	59,029	67,023	20.8
Geothermal	GWh	6,641	8,110	8,110	2.5
Hydro	GWh	7,813	8,893	12,262	3.8
Nuclear	GWh	0	0	0	0
Total Production	GWh	129,475	227,965	322,867	100
Objective Function	Mill. USD	14,616	46,430	62,575	



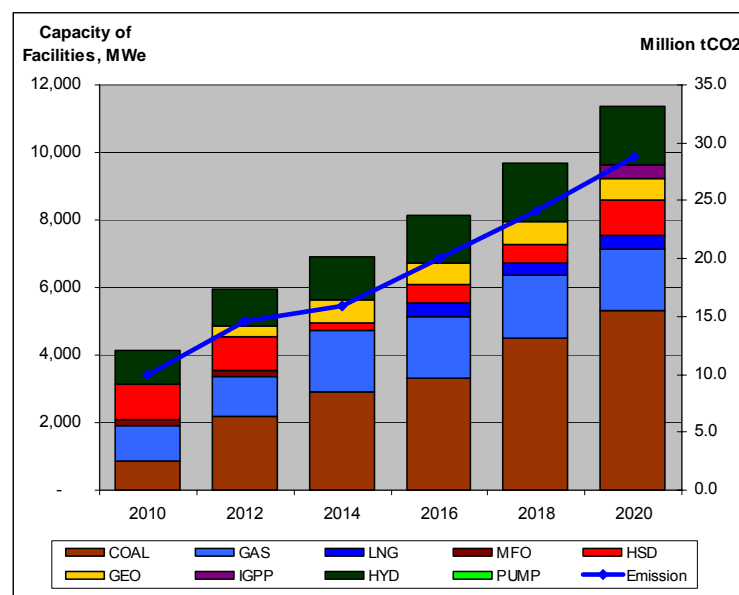
Gambar 4.9 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar Pada Sistem Jawa Bali Skenario Baseline

Sistem Sumatera

Gambar 4.10 menunjukkan jumlah emisi CO₂ yang akan dihasilkan dalam skenario baseline untuk sistem Sumatera.

Pengembangan pembangkit dengan skenario baseline untuk sistem Sumatera akan menghasilkan penambahan PLTU batubara konvensional sebesar 2.000 MW, PLTGU gas alam sebesar 800 MW, PLTGU LNG 400 MW dan IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) sebesar 400 MW pada tahun 2020. PLTP tidak kompetitif secara ekonomis, sehingga dalam baseline ini hanya tercantum proyek-proyek PLTP yang telah *committed*. Emisi CO₂ yang dihasilkan pada tahun 2020 diperkirakan mencapai 28,8 juta ton CO₂.

Tabel 4.31 menunjukkan komposisi bauran energi pada tahun 2010, 2016 dan tahun 2020.

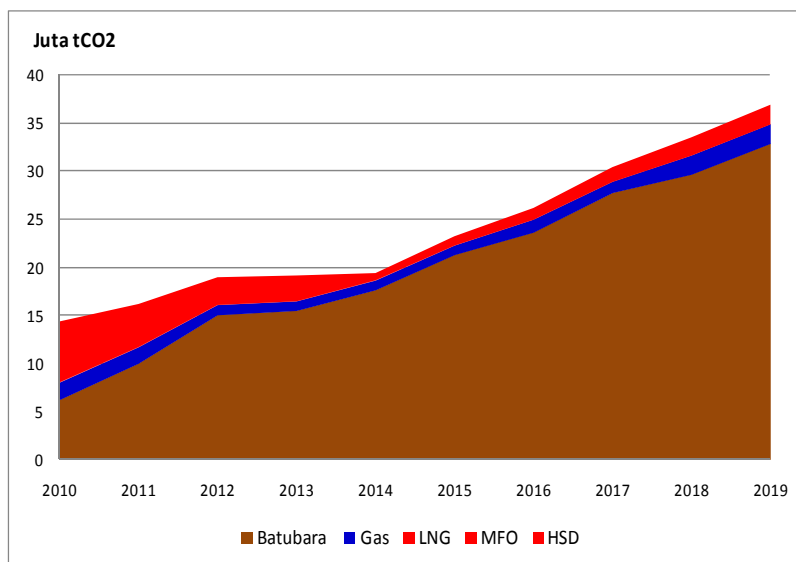


Gambar 4.10 Proyeksi Komposisi Pembangkit dan Jumlah Emisi CO₂ Sistem Interkoneksi Sumatera Skenario *Baseline*

Produksi listrik tahun 2020 berdasarkan energi primer dalam skenario baseline sistem Sumatera adalah 60,2% untuk batubara, 13,6% untuk hidro, 10,1% untuk panas bumi, 9,8% untuk gas, 6,0% untuk gasifikasi batubara dan hanya 0,2% untuk bahan bakar minyak.

Tabel 4.31 Bauran Energi Sistem Sumatera Pada Skenario *Baseline* (GWh)

	Unit	2010	2016	2020	Portion (%)
Coal	GWh	5.731	19.026	27.207	60,2
Oil	GWh	3.642	15	103	0,2
Gas	GWh	5.382	3.729	4.437	9,8
Coal Gasification	GWh	-	-	2.735	6,0
Geothermal	GWh	-	4.588	4.588	10,1
Hydro	GWh	3.608	4.925	6.161	13,6
Total Production	GWh	18.363	32.283	45.231	100,0
Construction Cost	Million USD	513	713	1.031	



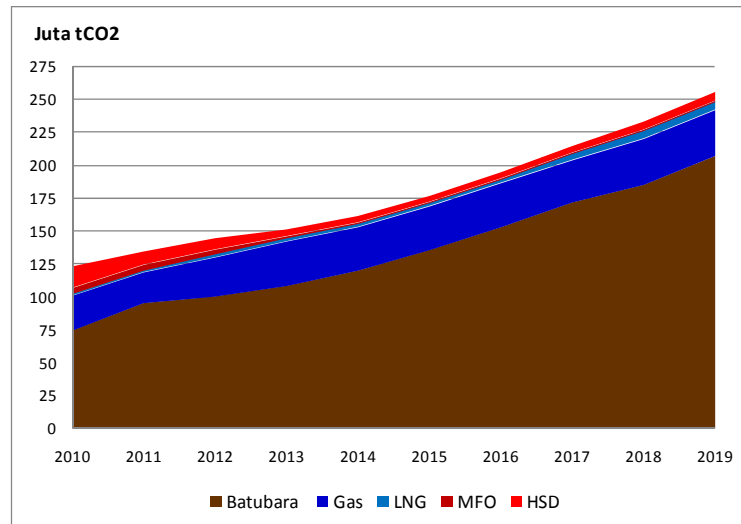
Gambar 4.11 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar Pada Sistem Sumatera Skenario Baseline

4.7.2 Emisi CO₂ dengan Intervensi Kebijakan Pemerintah

Pemerintah telah menetapkan Perpres No. 4 tahun 2010 dan Permen ESDM No. 2 tahun 2010 mengenai Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Program tersebut didominasi oleh pembangkit dengan menggunakan energi terbarukan, khususnya panas bumi. Dengan adanya intervensi kebijakan pemerintah mengenai pengembangan PLTP dan energi terbarukan lainnya akan menghasilkan rencana pengembangan pembangkit yang sedikit berbeda dibandingkan dengan baseline serta dapat menurunkan emisi CO₂.

4.7.2.1 Emisi CO₂ Indonesia

Gambar 4.12 memperlihatkan emisi CO₂ yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan fuel mix seperti pada Gambar 4.4. Dari Gambar 4.12 dapat dilihat bahwa emisi CO₂ se-Indonesia akan meningkat dari 123 juta ton pada 2010 menjadi 256 juta ton pada tahun 2019. Dari 256 juta ton emisi tersebut, 207 juta ton (81%) berasal dari pembakaran batubara.



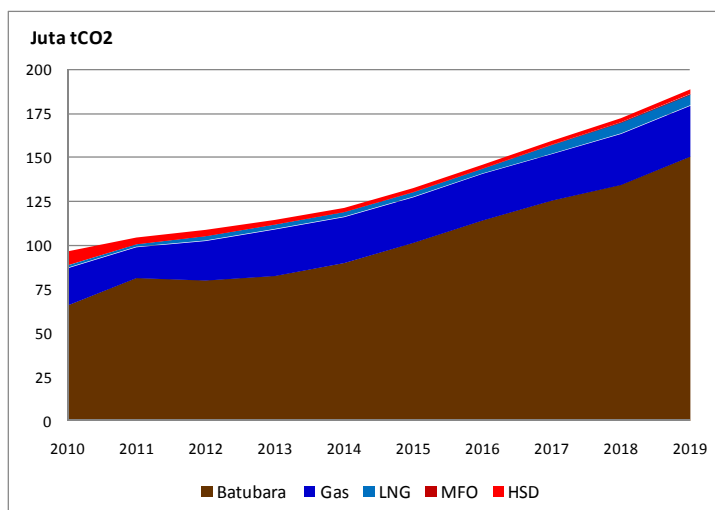
Gambar 4.12 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar (Gabungan Indonesia)

*Average grid emission factor*²⁶ untuk Indonesia pada tahun 2010 adalah 0,725 kgCO₂/kWh, akan meningkat menjadi 0,72 kgCO₂/kWh pada 2011-2012 dan selanjutnya akan menurun karena beroperasinya proyek-proyek PLTP sehingga *average grid emission factor* pada tahun 2019 menjadi 0,675 kgCO₂/kWh.

4.7.2.2 Emisi CO₂ Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO₂ dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 4.13. Emisi naik dari 97 juta ton pada 2010 menjadi 189 juta ton pada 2019, atau naik 2 kali lipat. *Grid emission factor* membaik dari 0,731 kgCO₂/kWh pada 2010 menjadi 0,663 kgCO₂/kWh pada 2019. Perbaikan faktor emisi ini dicapai dari peningkatan pemakaian gas alam, panas bumi dan penggunaan teknologi *supercritical*.

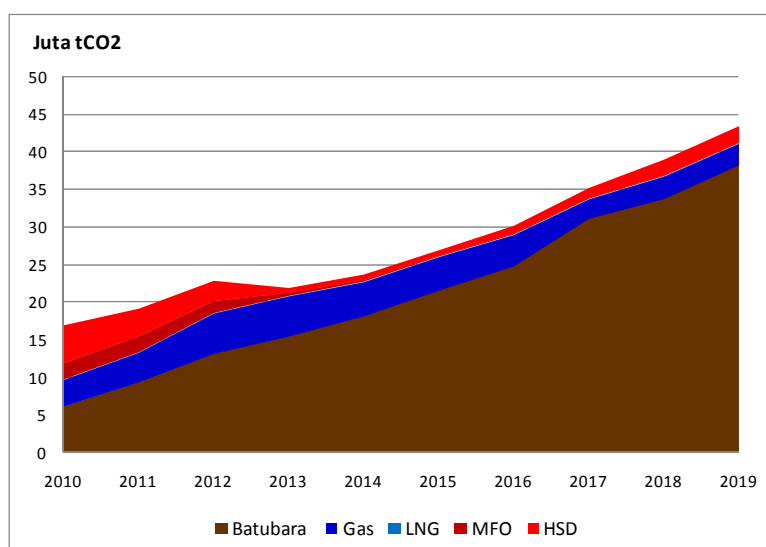
²⁶ *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO₂ [kg] per produksi listrik [kWh]



Gambar 4.13 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

4.7.2.3 Emisi CO₂ Wilayah Operasi Indonesia Barat

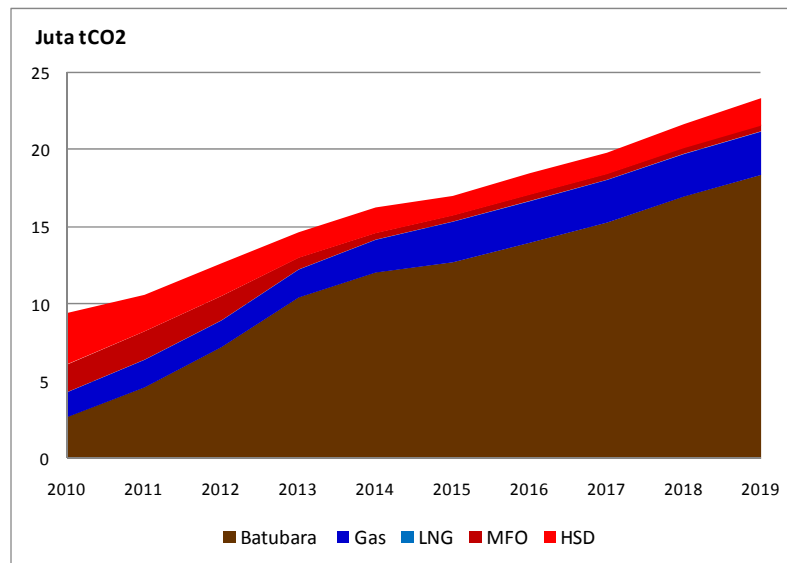
Proyeksi emisi CO₂ dari pembangkitan listrik di Indonesia Barat diperlihatkan pada gambar 4.9. Emisi naik dari 17 juta ton menjadi 43 juta ton, atau naik 2,6 kali lipat. *Grid emission factor* meningkat dari 0,688 kgCO₂/kWh pada 2010 menjadi 0,782 kgCO₂/kWh pada 2012 dan berangsur-angsur menurun menjadi 0,699 kgCO₂/kWh pada 2019. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan panas bumi dan hidro.



Gambar 4.14 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Operasi Indonesia Barat

4.7.2.4 Emisi CO2 Wilayah Operasi Indonesia Timur

Proyeksi emisi CO₂ dari pembangkitan listrik di Indonesia Timur diperlihatkan pada Gambar 4.15. Emisi naik dari 9,4 juta ton menjadi 23,3 juta ton, atau naik 2,5 kali lipat. *Grid emission factor* meningkat dari 0,735 kgCO₂/kWh pada 2010 menjadi 0,830 kgCO₂/kWh pada 2014 dengan masuknya PLTU skala kecil di 70 lokasi, dan berangsur-angsur menurun menjadi 0,742 kgCO₂/kWh pada 2019. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan panas bumi dan hidro.



Gambar 4.15 Emisi CO₂ per Jenis Bahan Bakar Wilayah Operasi Indonesia Timur

4.8 PENGEMBANGAN SISTEM PENYALURAN DAN GARDU INDUK

Pada periode 2010-2019 pengembangan sistem penyaluran masih berupa pengembangan sistem dengan tegangan 500 kV dan 150 kV di sistem Jawa-Bali serta tegangan 500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV di sistem Indonesia Timur dan Indonesia Barat. Pembangunan saluran transmisi secara umum diarahkan kepada tercapainya kesesuaian antara kapasitas pembangkitan di sisi hulu dan permintaan daya di sisi hilir secara efisien. Disamping itu juga sebagai usaha untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran dan perbaikan tegangan pelayanan.

Pengembangan transmisi 500 kV di Jawa pada umumnya dimaksudkan untuk mengevakuasi daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun expansion, menjaga kriteria security N-1 baik statik maupun dinamik. Khusus untuk

pasokan ke sistem Jakarta, pembangunan sistem 500 kV dilakukan dengan menggunakan jalur transmisi 150 kV atau 70 kV. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menjaga kriteria security N-1 dan sebagai transmisi terkait untuk gardu induk 150 kV baru.

Pengembangan transmisi 500 kV di Sumatera dimaksudkan untuk mentransfer tenaga listrik dari pembangkit mulut tambang di Sumbagsel dan Riau ke Sumbagut. Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di sekitar konverter transmisi HVDC di Sumatera sebagai feeder pemasok listrik dari pembangkit mulut tambang.

4.8.1 Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Barat

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2010-2019 akan banyak mengubah topologi jaringan dengan terwujudnya sistem interkoneksi 275 kV dan 500 kV di Sumatera. Pengembangan juga banyak dilakukan untuk memenuhi pertumbuhan demand dalam bentuk penambahan kapasitas trafo. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan sirkit kedua pada beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera diprogramkan terlaksana pada tahun 2012. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit diesel ke sistem interkoneksi (dedieselisasi), yaitu di sistem Sumbar-Riau, Sumbagsel dan Kalbar.

Rencana pengembangan transmisi juga mencakup program interkoneksi dengan sistem tenaga dari negara tetangga, meliputi interkoneksi Sumatera-Malaysia (HVDC \pm 250 kV) dan Kalimantan Barat-Sarawak (275 kV HVAC).

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Barat hingga tahun 2019 diproyeksikan sebesar 30.010 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 19.545 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 4.32.

Tabel 4.32 Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Barat**Kebutuhan Transmisi Indonesia Barat 2010-2019**

Satuan kms

TRANSMISI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
500 kV AC	-	-	-	-	-	-	500	-	1.390	-	1.890
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	800	-	-	-	800
275 kV	16	928	1.362	332	680	980	432	-	-	-	4.730
250 kV DC	-	-	-	-	-	462	-	-	-	-	462
150 kV	465	2.508	2.742	1.924	870	665	1.158	289	239	270	11.131
70 kV	122	50	360	-	-	-	-	-	-	-	532
TOTAL	603	3.486	4.464	2.256	1.550	2.107	2.890	289	1.629	270	19.545

Kebutuhan Trafo dan Gardu Induk Indonesia Barat 2010-2019

Satuan MVA

TRAFO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	1.000	-	2.000	-	3.000
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	3.000	-	3.000
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	3.000	-	-	-	3.000
275/150 kV	250	1.500	3.500	1.000	1.875	500	1.250	-	-	-	9.875
250 kV DC	-	-	-	-	-	600	-	-	-	-	600
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	800	1.690	1.130	1.005	920	840	800	1.140	1.100	970	10.395
70/20 kV	-	30	50	-	-	-	-	60	-	-	140
TOTAL	1.050	3.220	4.680	2.005	2.795	1.940	6.050	1.200	6.100	970	30.010

4.8.2 Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Timur

Pengembangan sistem transmisi untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur meliputi pembangunan transmisi dan gardu induk 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Di wilayah Maluku, Papua dan Nusa Tenggara sedang dilaksanakan pembangunan transmisi 70 kV dan 150 kV seiring dengan beroperasinya PLTU batubara di wilayah tersebut, sementara di wilayah Sulselrabar sedang dibangun transmisi 275 kV dari PLTA Poso ke Palopo. Pada tahun 2013 sistem Sulawesi Tengah, sistem Sulawesi Tenggara dan sistem Sulawesi Selatan akan terinterkoneksi melalui jaringan transmisi 275 kV dan 150 kV.

Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah dan Timur akan terinterkoneksi melalui jaringan transmisi 150 kV pada tahun 2011.

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Timur hingga tahun 2019 diproyeksikan sebesar 7.858 MVA untuk pengembangan

gardu induk (275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 12.924 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 4.33.

Tabel 4.33 Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Wilayah Operasi Indonesia Timur

Kebutuhan Transmisi Indonesia Timur 2010-2019

Satuan kms

TRANSMISI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
275 kV	-	512	-	360	-	-	-	-	-	-	872
150 kV	976	2.136	1.852	1.826	549	962	346	1.366	100	170	10.282
70 kV	168	407	490	101	575	-	-	-	30	-	1.770
TOTAL	1.144	3.055	2.342	2.286	1.123	962	346	1.366	130	170	12.924

Kebutuhan Trafo dan Gardu Induk Indonesia Timur 2010-2019

Satuan MVA

TRAFO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
150/70 kV	-	60	60	63	-	60	60	60	-	-	363
150/20 kV	760	980	490	540	660	470	570	540	570	580	6.160
70/20 kV	85	320	200	80	90	110	110	130	130	80	1.335
TOTAL	845	1.360	750	683	750	640	740	730	700	660	7.858

4.8.3 Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali

Pada Tabel 4.34 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 4.34 Kebutuhan Fasilitas Penyaluran Sistem Jawa-Bali

Kebutuhan Transmisi Jawa-Bali 2010-2019

Satuan kms

TRANSMISI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
500 kV AC	87	1	436	86	1,218	432	106	28	64	40	2,498
500 kV DC							300				300
150 kV	1,930	1,613	1,536	801	458	587	354	410	76	300	8,064
70 kV	114		11								125
TOTAL	2,130	1,614	1,983	887	1,676	1,019	760	438	140	340	10,987

Kebutuhan Trafo dan Gardu Induk Jawa-Bali 2010-2019

Satuan MVA

TRAFO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
500/150 kV	3,000	3,328	4,500	1,500	5,500	3,000	4,500	1,500	1,500	1,000	29,328
150/70 kV	260	300	90								650
150/20 kV	3,090	7,036	6,810	5,490	2,850	2,820	3,870	5,040	3,810	6,660	47,476
70/20 kV	140	300	310	60	120	110	90	180	30	60	1,400
TOTAL	6,490	10,964	11,710	7,050	8,470	5,930	8,460	6,720	5,340	7,720	78,854

Dari Tabel 4.34 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2019 akan dibangun transmisi 500 kV AC sepanjang 2.498 kms. Transmisi tersebut dimaksudkan

untuk mengimbangi program percepatan pembangkit PLTU Suralaya Baru dan PLTU Adipala (tahun 2010, 2013), PLTU IPP Tanjung Jati Expansion dan Paiton Expansion (2012), PLTU Jawa Tengah Infrastruktur dan PLTU Indramayu (2014, 2015), Jawa-Bali Crossing dari Paiton hingga ke pusat beban di Bali (2015), PLTGU baru (2017) dan pumped storage Upper Cisokan (2014), Matenggeng dan Grindulu (2017, 2018). Selain itu dibangun juga transmisi 500 kV yang berkaitan dengan perkuatan pasokan Jakarta seperti Kembangan-Duri Kosambi-Muara Karang.

Trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada tabel 4.34 merupakan perkuatan grid yang tersebar di Jawa, utamanya seputar Jabotabek.

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 4.34 adalah transmisi HVDC interkoneksi Sumatra – Jawa, di sini hanya diperhitungkan bagian kabel laut dan overhead line yang berada di pulau Jawa, selebihnya diperhitungkan sebagai pengembangan sistem transmisi Sumatra.

Pengembangan transmisi 150 kV yang sangat besar pada tahun 2010 dan 2011 adalah merupakan transmisi yang terkait dengan program percepatan pembangkit 10.000 MW. Pengembangan trafo-trafo distribusi 150/20 kV dimaksudkan untuk mengakomodasi pertumbuhan beban.

Sistem transmisi 70 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 70 kV di Jawa Barat banyak yang ditingkatkan menjadi 150 kV terkait dengan proyek percepatan pembangkit 10.000 MW. Rencana pada Tabel 4.27 hanya menunjukkan proyek reconducturing SUTT 70 kV yang memasok konsumen besar dan saluran distribusi khusus. Program pemasangan trafo-trafo 150/70 kV dan 70/20 kV pada tabel tersebut juga hanya merupakan relokasi trafo-trafo dari Jawa Barat ke Jawa Timur.

4.9 PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

4.9.1 Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat dapat dilihat pada Tabel 4.35. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia Barat hingga tahun 2019 adalah sebesar 48.141,5 kms jaringan tegangan menengah, 46.020 kms jaringan tegangan rendah, 8.160,1 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk

mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 6,1 juta pelanggan.

Tabel 4.35 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Barat

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
Indonesia Barat												-
Jaringan TM	kms	3,167.9	3,686.1	4,049.6	4,294.6	4,601.3	4,863.1	5,298.5	5,663.6	6,058.8	6,457.9	48,141.5
Jaringan TR	kms	3,557.5	4,065.3	4,125.9	4,199.2	4,341.9	4,449.2	4,945.2	5,088.2	5,456.6	5,791.0	46,020.0
Trafo Distribusi	MVA	512.7	619.3	858.3	851.0	851.2	838.1	1,061.5	899.5	872.3	796.4	8,160.1
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	464.4	498.3	524.3	552.2	582.6	601.4	647.6	693.5	740.2	788.7	6,093.0

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 4.36. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur hingga tahun 2019 adalah sebesar 44.253,8 kms jaringan tegangan menengah, 49.248,9 kms jaringan tegangan rendah, 4.614 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 4 juta pelanggan.

Tabel 4.36 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Operasi Indonesia Timur

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
Indonesia Timur												-
Jaringan TM	kms	3,262.6	3,948.9	4,085.4	3,769.1	3,774.2	4,056.0	4,585.4	5,020.1	5,548.5	6,203.6	44,253.8
Jaringan TR	kms	3,722.7	4,303.5	4,505.7	4,262.0	4,301.4	4,562.6	5,121.8	5,588.0	6,120.7	6,760.5	49,248.9
Trafo Distribusi	MVA	315.6	385.2	435.5	439.3	398.3	429.9	478.9	525.3	574.2	631.8	4,614.0
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	247.4	343.1	352.1	339.2	370.0	398.5	437.6	468.9	500.4	539.3	3,996.5

4.9.2 Sistem Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 4.37.

Tabel 4.37 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
Jawa-Bali												-
Jaringan TM	kms	6,444.0	8,635.7	7,473.1	6,920.8	7,282.7	9,009.7	8,664.0	9,373.4	8,909.3	7,350.8	80,063.3
Jaringan TR	kms	9,928.7	12,793.6	12,507.0	13,094.3	14,035.1	15,424.8	15,938.4	17,151.3	16,627.2	14,065.2	141,565.7
Trafo Distribusi	MVA	1,333.2	1,874.3	1,709.1	1,818.4	1,899.9	2,165.4	2,199.4	2,433.9	2,549.0	2,654.9	20,637.6
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	1,260.3	1,392.3	1,474.2	1,560.9	1,653.1	1,746.0	1,760.3	1,852.5	1,761.9	1,353.4	15,814.8

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2010 sampai dengan 2019 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 80.063 kms, jaringan tegangan rendah 141.566 kms, kapasitas trafo distribusi 20.638 MVA dan jumlah pelanggan 15,8 juta.

4.10 PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN

Untuk saat ini pembangunan listrik desa di seluruh Indonesia dilaksanakan oleh 28 Satuan Kerja Listrik Desa / Satker Lides, dimana untuk 24 Satker Lides tersebut berada pada masing-masing propinsi, kecuali untuk 4 Satker Lides merupakan gabungan dua propinsi seperti : Satker Lides Riau & Riau Kepulauan, Jawa Tengah & Yogyakarta, Sulawesi Selatan & Sulawesi Barat, serta Papua & Papua Barat.

Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik, dengan mengacu pada sasaran Rencana Pembangunan Jangka Menengah / RPJM tahun 2010-2014, yaitu untuk rasio elektrifikasi dari 67,2% tahun 2010 menjadi sebesar 80% di tahun 2014, dan untuk rasio desa berlistrik 94,6% tahun 2010 menjadi sebesar 98,9% di tahun 2014.

Tujuan pembangunan listrik desa seperti yang disebutkan diatas, juga bertujuan untuk :

- Mendorong peningkatan ekonomi masyarakat pedesaan
- Meningkatkan kualitas bidang pendidikan dan kesehatan
- Mendorong produktivitas ekonomi, sosial dan budaya masyarakat pedesaan
- Memudahkan dan mempercepat masyarakat pedesaan memperoleh informasi dari media elektronik serta media komunikasi lainnya.
- Meningkatkan keamanan dan ketertiban yang selanjutnya diharapkan juga akan meningkatkan kesejahteraan masyarakat desa.

Tabel 4.38 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia 2010-2014

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Genset (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	1.431,8	4.243,6	45,7	850	27	19	29.403
2011	7.891,5	7.082,6	245,7	3.690	31	38	333.050
2012	11.396,2	9.866,4	296,1	3.900	-	-	343.788
2013	11.228,4	9.927,9	297,3	3.948	-	-	333.296
2014	11.019,2	10.138,3	328,6	4.058	-	-	379.790

4.11 PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Energi baru dan terbarukan (EBT) skala besar seperti panas bumi dan PLTA telah dibahas dalam pengembangan kapasitas pembangkit pada butir 4.4. Butir ini hanya membahas pengembangan EBT skala kecil. Dengan pertimbangan wilayah usaha PLN yang sangat luas, keterbatasan infrastruktur transportasi untuk membawa energi primer ke lokasi terpencil khususnya di wilayah Indonesia Timur serta penyebaran penduduk yang tidak merata, maka pengembangan EBT oleh PLN dibagi dalam 2 tahap, yaitu :

Tahap I (2010 – 2014) : diutamakan untuk wilayah Indonesia Timur dengan menerapkan sistem *hybrid* (gabungan PLTD BBM dengan EBT). Pada perioda ini kemampuan keuangan PLN masih terbatas, dan pembangunan EBT dimaksudkan untuk dapat mengurangi penggunaan BBM sehingga dapat mengurangi biaya pokok produksi, terutama untuk daerah-daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan (dekat perbatasan) dan pulau-pulau terluar. EBT yang akan dikembangkan adalah PLTMH, PLTS, PLTB, biofuel dan PLT biomass. Selain itu di wilayah Indonesia Barat akan dikembangkan PLT biomass dan PLTMH.

Tahap II (2015 – 2019) : sejalan dengan membaiknya kondisi keuangan PLN pada perioda ini pembangunan EBT dapat ditingkatkan kapasitasnya di seluruh Indonesia, terutama untuk PLTS dan PLTB di daerah tertinggal, pulau terdepan dan pulau terluar atau terpencil, termasuk juga daerah yang belum dilistriki oleh PLN. Untuk dapat melaksanakan program tersebut sangat diperlukan dukungan dan kerjasama semua pihak terutama PLN, pemerintah pusat, daerah, swasta dan masyarakat.

Rencana pengembangan pembangkit EBT skala kecil dan perkiraan biayanya ditunjukkan pada Tabel 4.39 dan Tabel 4.40.

Tabel 4.39 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil

No	Pembangkit - EBT	Satuan	TAHUN										
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1	PLTMH	MW	40	21	53	110	140	116	120	125	135	140	1000
2	PLT Surya	MWp	2	5	5	10	15	30	30	30	30	30	187
3	PLT Bayu	MW	0	5	5	8	8	8	10	10	10	10	74
4	PLT Biomass	MW	4	10	10	10	10	25	25	25	25	40	184
5	PLT Kelautan	MW	0,0	0,0	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,0	2,5	10
6	PLT Bio-Fuel	MW	0,0	0,5	2,0	2,0	2,0	3,0	5,0	5,0	10,0	10,0	40
7	PLT Gasifikasi Batubara	MW	12	15	15	15	15	25	25	25	30	30	207
TOTAL			58	57	90	155	191	208	216	222	242	263	1.701

Tabel 4.40 Biaya Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil

No	Pembangkit - EBT	Asumsi Investasi US\$/kW	TAHUN (US \$ x Juta)										
			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1	PLTMH	2.400	96	50	127	264	336	278	288	300	324	336	2.400
2	PLT Surya	5.000	10	25	25	50	75	150	150	150	150	150	935
3	PLT Bayu	3.000	0	15	15	24	24	24	30	30	30	30	222
4	PLT Biomass	2.500	10	25	25	25	25	63	63	63	63	100	460
5	PLT Kelautan	6.000	0	0	1	2	3	6	9	12	12	15	60
6	PLT Bio-Fuel	2.500	0	1	5	5	5	8	13	13	25	25	99
7	PLT Gasifikasi Batubara	2.000	24	30	30	30	30	50	50	50	60	60	414
TOTAL			140	147	228	400	498	578	602	617	664	716	4.590

4.12 PROYEK PLTU SKALA KECIL TERSEBAR 70 LOKASI

Program PLTU batubara skala kecil dan tersebar di 70 lokasi di Indonesia Barat dan Indonesia Timur direncanakan oleh PLN untuk mengatasi krisis kelistrikan yang terjadi di wilayah tersebut dan untuk menurunkan biaya pokok penyediaan listrik dengan menggantikan pembangkit BBM.

Tabel 4.41 dan 4.42 menunjukkan lokasi dan kapasitas rencana pengembangan pembangkit PLTU batubara skala kecil dan tersebar di 70 lokasi di Indonesia Barat dan Indonesia Timur.

Tabel 4.41 Proyek Pembangkit PLTU Skala Kecil Tersebar di Indonesia Barat

NO.	WILAYAH INDONESIA BARAT	UNIT	PEMILIK
1	WIL. ACEH		
1	PLTU Tapaktuan	2 x 7 MW	PLN
2	PLTU Sinabang	2 x 3 MW	PLN
3	PLTU Sabang	2 x 4 MW	PLN
4	PLTU Singkil	2 x 3 MW	PLN
2	WIL. SUMATERA UTARA		
1	PLTU Nias	3 x 7 MW	IPP
3	WIL. RIAU		
1	PLTU Tanjung Pinang	2 x 15 MW	IPP
2	PLTU Tanjung Batu	2 x 4 MW	IPP
3	PLTU Natuna	2 x 7 MW	PLN
4	PLTU Dabo Singkep	2 x 3 MW	PLN
5	PLTU Tembilahan	2 x 7 MW	PLN
6	PLTU Tanjung Uban	2 x 7 MW	PLN
4	WIL. SUMBAR		
1	PLTU Mentawai	2 x 3 MW	PLN
5	WIL. BABEL		
1	PLTU Toboali	2 x 7 MW	IPP
2	PLTU Mentok	2 x 7 MW	PLN
6	WIL. S2JB		
1	PLTU Mukomuko	2 x 4 MW	IPP
2	PLTU Baturaja	2 x 10 MW	IPP
3	PLTU Tj. Jabung/Kuala Tungkal	2 x 7 MW	PLN
4	PLTU Tebo	2 x 7 MW	PLN
5	PLTU Ipuh	2 x 3 MW	PLN
7	WIL. Lampung		
8	WIL. KALBAR		
1	PLTU Ketapang	2 x 10 MW	PLN
2	PLTU Putussibau	2 x 4 MW	IPP
3	PLTU Sintang	3 x 7 MW	PLN
4	PLTU Sanggau	2 x 7 MW	PLN
5	PLTU Nanga Pinoh	2 x 3 MW	PLN
Total		24	Lokasi
Kapasitas		306	MW
Jumlah Unit		50	Unit

PLN : 17 Lokasi, IPP : 7 Lokasi

PLN : 197 MW, IPP : 109 MW

Tabel 4.42 Proyek Pembangkit PLTU Skala Kecil Tersebar di Indonesia Timur

NO.	WILAYAH INDONESIA TIMUR	UNIT	PEMILIK
1	WIL. PAPUA		
1	PLTU Biak	2 x 7 MW	IPP
2	PLTU Manokwari	2 x 7 MW	IPP
3	PLTU Merauke	2 x 7 MW	IPP
4	PLTU Nabire	2 x 7 MW	IPP
5	PLTU Sorong	2 x 15 MW	IPP
6	PLTU Timika	2 x 7 MW	PLN
2	WIL. MALUKU & MALUKU UTARA		
1	PLTU Masohi	2 x 4 MW	IPP
2	PLTU Tobelo	2 x 4 MW	IPP
3	PLTU Tual	2 x 4 MW	IPP
4	PLTU Langgur	2 x 3 MW	PLN
5	PLTU Namlea (Buru)	2 x 3 MW	PLN
6	PLTU Piru (Seram Barat)	2 x 3 MW	PLN
7	PLTU Sofifi	2 x 3 MW	PLN
3	WIL. NUSA TENGGARA TIMUR		
1	PLTU Larantuka	2 x 4 MW	IPP
2	PLTU Waingapu	2 x 4 MW	IPP
3	PLTU Kalabahi (Alor)	2 x 3 MW	PLN
4	PLTU Rote	2 x 3 MW	PLN
5	PLTU Labuhan Bajo	2 x 3 MW	PLN
4	WIL. NUSA TENGGARA BARAT		
1	PLTU Sumbawa	2 x 10 MW	IPP
2	PLTU Sumbawa Barat	2 x 7 MW	PLN
5	WIL. SULUTTENGGGO		
1	PLTU Tahuna	2 x 4 MW	IPP
2	PLTU Luwuk	2 x 10 MW	IPP
3	PLTU Moutong	2 x 4 MW	IPP
4	PLTU Palu	1 x 30 MW	IPP
5	PLTU Leok	2 x 3 MW	PLN
6	PLTU Kolonodale	2 x 3 MW	PLN
7	PLTU Ampana	3 x 3 MW	PLN
8	PLTU Talaud	2 x 3 MW	PLN
9	PLTU Toli-toli	2 x 3 MW	PLN
10	PLTU Bangkir	2 x 3 MW	PLN
11	PLTU Tambu	2 x 3 MW	PLN

NO.	WILAYAH INDONESIA TIMUR	UNIT	PEMILIK
6	WIL. SULSELBARABAR		
1	PLTU Kolaka	2 x 10 MW	IPP
2	PLTU Selayar	2 x 4 MW	IPP
3	PLTU Bau Bau	2 x 10 MW	PLN
4	PLTU Wangi wangi	2 x 3 MW	PLN
5	PLTU Raha	2 x 3 MW	PLN
6	PLTU Kendari - 3 (Extension)	1 x 10 MW	PLN
7	WIL. KALTIM		
1	PLTU Melak	2 x 7 MW	IPP
2	PLTU Nunukan	2 x 7 MW	IPP
3	PLTU Tanjung Selor	2 x 7 MW	PLN
4	PLTU Malinau	2 x 3 MW	PLN
5	PLTU Berau	2 x 7 MW	PLN
8	WIL. KALSELKALTENG		
1	PLTU Kuala Kurun	2 x 3 MW	IPP
2	PLTU Buntok	2 x 7 MW	PLN
3	PLTU Kuala Pambuang	2 x 3 MW	PLN
4	PLTU Kotabaru	2 x 7 MW	PLN
Total		46	Lokasi
Kapasitas		499	MW
Jumlah Unit		91	Unit

PLN : 26 Lokasi, IPP : 20 lokasi
 PLN : 225 MW, IPP : 274 MW

Catatan : PLTU Manokwari = PLTU Andai

Pada saat RUPTL ini disusun, PLN tengah melakukan survei lokasi dan studi kelayakan, sehingga rincian proyek pada Tabel 4.41 dan 4.42 masih dapat berubah sesuai hasil survei dan studi.

BAB V

KEBUTUHAN DANA INVESTASI

5.1 PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI INDONESIA

Untuk membangun sarana pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik sebagaimana diuraikan pada Bab 4 diperlukan dana investasi sebesar US\$ 61,5 milyar sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 5.1 dan Gambar 5.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum mencakup dana investasi untuk proyek listrik swasta/IPP.

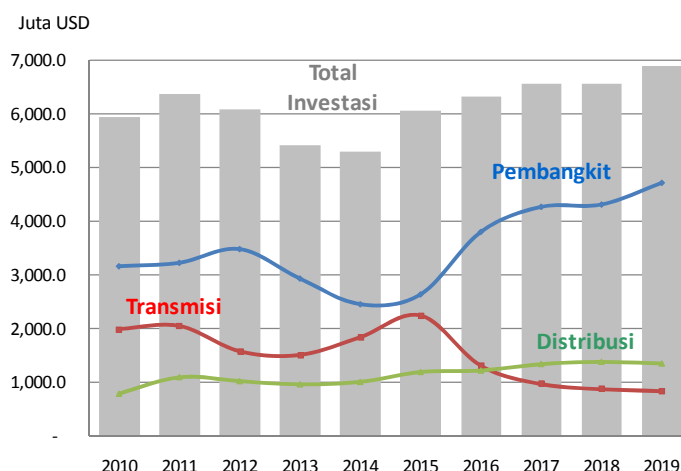
Tabel 5.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

Juta US\$

Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	2,150.5	2,142.6	2,467.0	2,086.6	1,694.6	1,692.6	2,485.8	2,988.9	3,074.7	3,226.1	24,009.2
	Lc	1,015.8	1,087.9	1,018.0	852.0	769.2	952.7	1,317.2	1,276.8	1,234.7	1,484.0	11,008.4
	Total	3,166.3	3,230.5	3,485.0	2,938.6	2,463.8	2,645.3	3,803.0	4,265.7	4,309.4	4,710.2	35,017.7
Penyaluran	Fc	1,384.5	1,498.9	1,136.0	1,112.6	1,351.1	1,758.4	1,045.0	778.7	632.3	611.3	11,308.6
	Lc	603.3	547.0	441.0	397.1	485.0	480.5	265.2	192.3	245.7	229.4	3,886.6
	Total	1,987.7	2,045.9	1,577.0	1,509.7	1,836.1	2,239.0	1,310.1	971.0	878.0	840.7	15,195.2
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	781.2	1,087.4	1,014.0	956.0	999.9	1,183.6	1,210.5	1,330.1	1,371.7	1,340.3	11,274.7
	Total	781.2	1,087.4	1,014.0	956.0	999.9	1,183.6	1,210.5	1,330.1	1,371.7	1,340.3	11,274.7
Total	Fc	3,534.9	3,641.5	3,603.0	3,199.1	3,045.7	3,451.0	3,530.7	3,767.5	3,706.9	3,837.4	35,317.8
	Lc	2,400.3	2,722.3	2,473.0	2,205.2	2,254.1	2,616.9	2,792.9	2,799.2	2,852.1	3,053.8	26,169.7
	Total	5,935.2	6,363.7	6,076.0	5,404.3	5,299.8	6,067.9	6,323.6	6,566.7	6,559.1	6,891.2	61,487.6

Melihat kebutuhan dana yang sangat besar tersebut, maka disadari adanya tantangan yang sangat besar dalam menyediakan dana tersebut.

Selama ini sumber pembiayaan proyek-proyek PLN banyak diperoleh dari penerusan pinjaman dari luar negeri (*two step loan*), namun setelah tahun 2006 peranan pinjaman semacam ini mulai berkurang dan sebaliknya pendanaan dengan obligasi terus meningkat, baik obligasi lokal maupun global. Proyek percepatan pembangkit 10.000 MW dibiayai dari pinjaman luar dan dalam negeri yang diusahakan sendiri oleh PLN dengan garansi Pemerintah. Akhir-akhir ini PLN kembali berupaya memperoleh pinjaman dari lembaga keuangan multilateral (IBRD, ADB) dan bilateral (JICA, AFD) untuk mendanai proyek-proyek kelistrikan yang besar seperti Upper Cisokan pumped storage dan transmisi HVDC Sumatra – Jawa dengan skema *two step loan*.



Gambar 5.1 Proyeksi Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

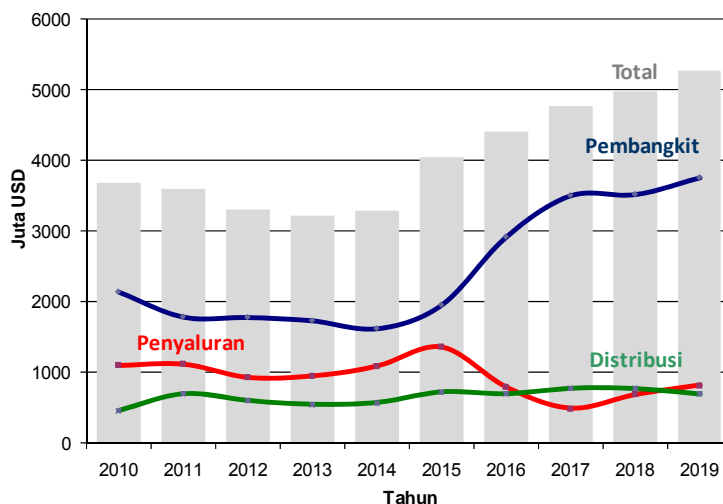
5.2 PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI JAWA-BALI

Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2019 di sistem Jawa Bali membutuhkan dana investasi sebesar US\$ 40,6 milyar dengan disbursement tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 5.2 dan Gambar 5.2.

Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2019 adalah sebesar US\$ 24,7 milyar atau sekitar US\$ 2,47 milyar per tahun. Disbursement proyek pembangkitan yang sangat besar pada tahun 2010 adalah terkait dengan proyek percepatan pembangkit tahap I di pulau Jawa serta proyek PLTGU Repowering. Sedangkan disbursement pada tahun berikutnya relatif lebih rendah karena adanya proyek-proyek IPP yang cukup besar sampai tahun 2015, baru setelah itu porsi investasi PLN kembali besar karena proyek pembangkit di atas tahun 2017 masih diasumsikan sebagai proyek PLN serta memperhitungkan disbursement investasi pembangkit yang beroperasi setelah tahun 2019. Kebutuhan investasi tersebut juga telah memperhitungkan biaya rehabilitasi/life extension pembangkit.

Tabel 5.2 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali

Juta US\$												
Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	1,497.4	1,237.9	1,237.6	1,204.3	1,089.7	1,235.5	1,892.5	2,470.9	2,532.4	2,547.1	16,945.3
	Lc	642.3	546.5	540.9	527.3	529.9	717.8	1,026.8	1,033.8	988.3	1,211.4	7,764.9
	Total	2,139.7	1,784.5	1,778.6	1,731.6	1,619.6	1,953.2	2,919.3	3,504.7	3,520.7	3,758.5	24,710.2
Penyaluran	Fc	755.7	802.8	647.1	674.3	723.7	982.3	592.3	342.1	455.2	594.6	6,570.1
	Lc	344.7	316.2	283.5	276.7	367.8	381.8	202.1	150.2	230.9	227.7	2,781.6
	Total	1,100.4	1,118.9	930.6	951.1	1,091.5	1,364.1	794.4	492.3	686.1	822.2	9,351.6
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
	Total	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
Total	Fc	2,253.1	2,040.7	1,884.8	1,878.6	1,813.4	2,217.8	2,484.8	2,813.0	2,987.6	3,141.7	23,515.4
	Lc	1,440.0	1,563.1	1,425.3	1,349.1	1,469.2	1,826.5	1,928.2	1,963.0	1,994.4	2,134.0	17,092.9
	Total	3,693.1	3,603.8	3,310.1	3,227.7	3,282.5	4,044.3	4,413.0	4,776.0	4,982.0	5,275.7	40,608.3



Gambar 5.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali

Pembiayaan proyek pembangkitan PLN berasal dari beberapa sumber. Proyek percepatan pembangkit Perpres No.71/2006 didanai dengan pinjaman luar negeri (Cina) yang diusahakan oleh PLN dengan jaminan Pemerintah. Proyek Muara Tawar Add-on senilai US\$ 1 milyar sedang diusulkan untuk didanai dengan kredit ekspor. Proyek pumped storage Upper Cisokan senilai US\$800 juta telah diusulkan pendanaannya ke lender multilateral. Namun proyek-proyek pembangkitan selebihnya pada saat ini belum mendapat indikasi sumber pendanaan yang pasti, dan PLN pada saat ini tengah mengkaji kemampuannya dalam membuat pinjaman baru, dan hal ini akan dijelaskan pada butir 5.5.

Kebutuhan dana investasi untuk penyaluran dan distribusi masing-masing sebesar US\$ 9,4 milyar dan US\$ 6,5 milyar. Proyek penyaluran pada tahun 2009-2011 didominasi oleh transmisi yang terkait dengan proyek percepatan pembangkit. Proyek tersebut menurut rencana akan didanai dari APLN, obligasi, APBN, pinjaman luar negeri (*two step loan*), kredit ekspor dan sumber lainnya. Proyek distribusi akan didanai sepenuhnya dari APLN.

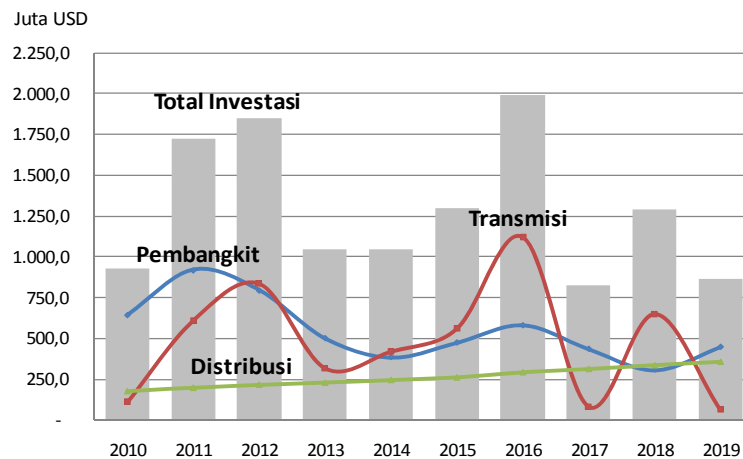
5.3 PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT DAN INDONESIA TIMUR

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu 2010-2019 untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat adalah sebesar US\$ 11,9 milyar atau rata-rata US\$ 1,2 milyar per tahun dan untuk

Wilayah Operasi Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 8,2 milyar atau rata-rata US\$ 820 juta, tidak termasuk proyek IPP, seperti pada Tabel 5.3 dan Tabel 5.4.

Tabel 5.3 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat

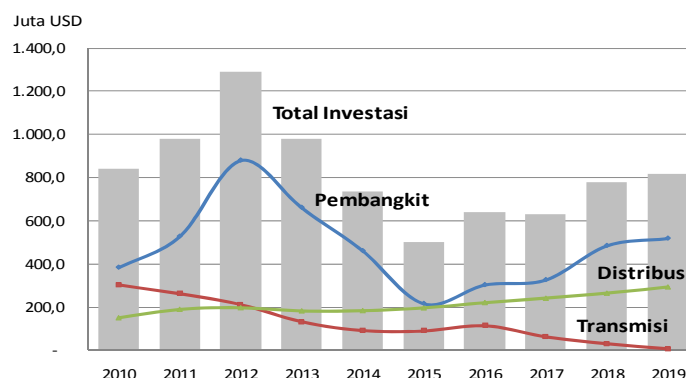
Juta US\$												
Item	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	
Pembangkit	Fc	427,2	584,3	590,8	358,1	248,6	311,5	404,5	315,0	230,9	323,1	3.793,9
	Lc	215,1	340,7	228,3	164,9	134,7	161,8	175,6	119,1	75,1	109,7	1.725,0
	Total	642,4	925,0	819,1	523,0	383,3	473,3	580,0	434,1	306,0	432,8	5.518,9
Penyaluran	Fc	399,6	497,7	326,2	333,0	553,1	708,1	360,5	383,5	150,5	10,2	3.722,5
	Lc	182,9	165,9	107,1	92,7	99,7	76,7	41,0	32,2	10,7	1,1	809,9
	Total	582,5	663,6	433,3	425,6	652,8	784,8	401,5	415,7	161,2	11,3	4.532,4
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	176,0	196,9	215,8	227,7	244,3	259,9	290,4	310,7	333,5	354,3	2.609,5
	Total	176,0	196,9	215,8	227,7	244,3	259,9	290,4	310,7	333,5	354,3	2.609,5
Total	Fc	826,8	1.082,0	916,9	691,0	801,7	1.019,6	765,0	698,5	381,4	333,4	7.516,4
	Lc	574,0	703,5	551,2	485,3	478,7	498,4	507,0	462,1	419,3	465,0	5.144,5
	Total	1.400,8	1.785,5	1.468,2	1.176,3	1.280,4	1.518,0	1.272,0	1.160,6	800,6	798,4	12.660,9



Gambar 5.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Barat

Tabel 5.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur

Juta US\$												
Item	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	
Pembangkit	Fc	225,8	320,4	638,6	524,3	356,3	145,6	188,8	203,0	311,4	355,9	3.270,0
	Lc	158,5	200,6	248,8	159,8	104,6	73,2	114,8	123,9	171,3	163,0	1.518,5
	Total	384,3	521,0	887,3	684,1	461,0	218,8	303,6	326,9	482,7	518,9	4.788,5
Penyaluran	Fc	229,1	198,4	162,7	105,2	74,3	68,0	92,2	53,1	26,6	6,5	1.016,0
	Lc	75,7	65,0	50,4	27,7	17,5	22,1	22,0	9,9	4,1	0,7	295,1
	Total	304,8	263,3	213,1	133,0	91,7	90,1	114,2	63,0	30,7	7,2	1.311,1
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	152,2	190,1	197,3	183,3	184,2	196,7	220,7	240,3	263,0	291,1	2.118,8
	Total	152,2	190,1	197,3	183,3	184,2	196,7	220,7	240,3	263,0	291,1	2.118,8
Total	Fc	455,0	518,7	801,2	629,5	430,6	213,6	280,9	256,1	338,0	362,4	4.286,0
	Lc	386,3	455,6	496,5	370,8	306,3	292,0	357,6	374,0	438,4	454,7	3.932,4
	Total	841,3	974,4	1.297,7	1.000,3	736,9	505,6	638,6	630,1	776,4	817,1	8.218,4



Gambar 5.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur

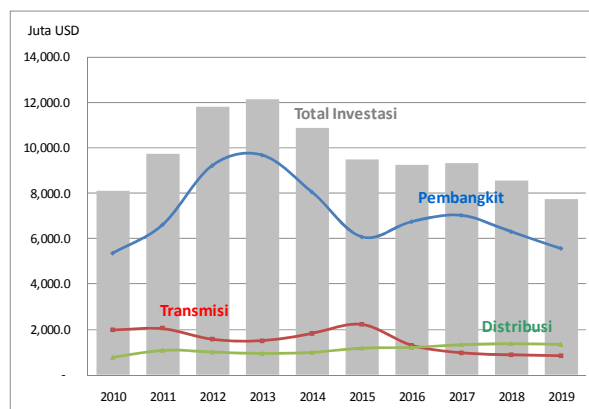
Kebutuhan investasi Wilayah Operasi Indonesia Barat untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2019 adalah sebesar US\$ 5,5 milyar, sedangkan untuk Wilayah Operasi Indonesia Timur adalah sebesar US\$ 4,8 milyar. Disbursement proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2011-2012 yang merupakan proyek percepatan pembangkit Perpres No.71/2006. Sedangkan disbursement proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem-sistem Indonesia Timur dan Indonesia Barat, terutama di sistem Sumatra. Proyek transmisi di Indonesia Timur dan Indonesia Barat didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV untuk interkoneksi seluruh Sumatra, di samping pengembangan transmisi 150 kV di Sumatra, Sulawesi dan Kalimantan serta beberapa wilayah lain seperti NTT dan NTB.

5.4 KEBUTUHAN INVESTASI KELISTRIKAN PLN DAN IPP

Total dana investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan sistem kelistrikan Indonesia secara keseluruhan, termasuk listrik swasta/IPP, adalah US\$ 97,1 milyar selama tahun 2010-2019. Disbursement dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 5.5.

Tabel 5.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Juta US\$												
Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	3,694.0	4,438.3	6,433.7	6,829.9	5,668.0	4,097.1	4,551.0	4,940.1	4,466.5	3,838.2	48,956.9
	Lc	1,659.3	2,167.5	2,796.3	2,857.7	2,386.8	1,973.4	2,193.4	2,085.8	1,835.3	1,721.2	21,676.8
	Total	5,353.3	6,605.8	9,230.0	9,687.6	8,054.9	6,070.6	6,744.4	7,025.9	6,301.8	5,559.5	70,633.7
Penyaluran	Fc	1,384.5	1,498.9	1,136.0	1,112.6	1,351.1	1,758.4	1,045.0	778.7	632.3	611.3	11,308.6
	Lc	603.3	547.0	441.0	397.1	485.0	480.5	265.2	192.3	245.7	229.4	3,886.6
	Total	1,987.7	2,045.9	1,577.0	1,509.7	1,836.1	2,239.0	1,310.1	971.0	878.0	840.7	15,195.2
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	781.2	1,087.4	1,014.0	956.0	999.9	1,183.6	1,210.5	1,330.1	1,371.7	1,340.3	11,274.7
	Total	781.2	1,087.4	1,014.0	956.0	999.9	1,183.6	1,210.5	1,330.1	1,371.7	1,340.3	11,274.7
Total	Fc	5,078.5	5,937.2	7,569.7	7,942.5	7,019.1	5,855.6	5,595.9	5,718.7	5,098.8	4,449.5	60,265.5
	Lc	3,043.7	3,801.8	4,251.3	4,210.8	3,871.7	3,637.6	3,669.1	3,608.2	3,452.7	3,291.0	36,838.0
	Total	8,122.2	9,739.0	11,821.1	12,153.3	10,890.8	9,493.2	9,265.0	9,326.9	8,551.5	7,740.5	97,103.6



Gambar 5.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Tabel 5.5 menunjukkan bahwa sektor ketenagalistrikan Indonesia setiap tahunnya membutuhkan dana investasi yang sangat besar, yaitu rata-rata hampir US\$ 9,7 milyar per tahun.

5.5 SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Butir 5.5 ini menjelaskan bagaimana kebutuhan investasi yang diindikasikan dalam RUPTL ini akan dipenuhi, dan juga menjelaskan dampak dari rencana investasi ini terhadap keuangan PT PLN (Persero).

5.5.1 Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN sebesar US\$ 61,3 miliar sampai dengan tahun 2019 akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu APBN sebagai penyertaan modal pemerintah (ekuiti), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*SLA, sub-loan agreement*), pinjaman pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya serta hibah luar negeri.

5.5.2 Asumsi proyeksi Keuangan

Kemampuan PLN untuk melakukan pinjaman sangat ditentukan oleh indikator - indikator keuangan perusahaan, misalnya ratio hutang²⁷, proyeksi EBITDA dan EBITDA margin, dan debt-equity ratio (rasio hutang terhadap aset). Rasio

²⁷ Yang diukur dari pendapatan operasi terhadap kewajiban hutang yang jatuh tempo dan pembayaran bunga

tersebut digunakan sebagai covenant dalam perjanjian pinjaman PLN dengan para lender dan bond holder. Selanjutnya pada bagian ini akan diberikan gambaran mengenai biaya pokok produksi listrik.

Asumsi dasar makro ekonomi dan asumsi korporasi yang digunakan dalam membuat proyeksi keuangan ini adalah sebagai berikut: (i) Tingkat bunga pinjaman baru 8% untuk pinjaman dalam nominasi valuta asing (US\$) dan 12% untuk pinjaman dalam mata uang Rupiah, (ii) Terjadi kenaikan listrik sebesar 10% pada semester 2 Tahun 2010 dan 10% lagi pada tahun 2011, (iii) Kurs Rp 9,200/US\$ tahun 2010, Rp 9,750/US\$ tahun 2011 dan Rp 10,000/US\$ sampai dengan 2015, (iv) Marjin usaha 5%²⁸ pada tahun 2009 dan marjin 8% pada tahun 2010-2013, untuk tahun selanjutnya sebesar 5%.

5.5.3 Hasil Proyeksi Keuangan

a. Harga Listrik dan Subsidi (PSO, *public service obligation*)

Harga rata-rata listrik pada tahun 2009 adalah Rp 665/kWh, dan direncanakan akan meningkat sebesar 10% per Juli 2010 menjadi rata-rata Rp 703/kWh pada tahun 2010. Hal ini bertujuan untuk mengurangi jumlah subsidi pemerintah dan meningkatkan laba bersih perusahaan tahun 2010 menjadi Rp 11 trilyun. Peningkatan laba tahun 2010 akan digunakan oleh PLN untuk membayar deviden kepada pemerintah dan memperkuat pendanaan internal (anggaran PLN atau APLN) untuk pembiayaan proyek-proyek kelistrikan seperti proyek pembangkit, proyek transmisi dan fasilitas trafo distribusi untuk melayani pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dan peningkatan keandalan pasokan listrik.

Pada tahun-tahun selanjutnya kenaikan tarif dilakukan untuk dapat mengurangi subsidi pemerintah²⁹ seperti diperlihatkan pada tabel 5.6. Selain itu laba bersih juga digunakan untuk meningkatkan kemampuan pendanaan internal perusahaan untuk berinvestasi sehingga dapat mengurangi kebutuhan dana eksternal (pinjaman).

²⁸ Marjin terhadap biaya pokok produksi

²⁹ Untuk menutupi selisih dari tarif dan Biaya Pokok Produksi (BPP)

Tabel 5.6 Proyeksi Kebutuhan Subsidi dan Laba/Rugi PLN 2010-2015

Tahun	2010	2011	2012	2013**)	2014**)	2015**)
Subsidi T Rp	68,0	52,1	43,3	40,3	40,2	44,7
Tarif Rata-rata (Rp/KWh)	703	805	885	910	935	960
BPP (Rp/KWh)	1,187	1,145	1,111	1,088	1,078	1,103
Laba/Rugi Bersih Rp. T	11,2	4,2	10,2	15,5	15,2	17,7

*) Kenaikan terjadi pada semester 2.

**) Tidak ada kenaikan tarif hanya adjustment sebesar setengah dari inflasi dalam negeri.

Kenaikan TDL ini diproyeksikan akan meningkatkan laba bersih yang pada tahun 2013 - 2014 akan menjadi 15 trilyun rupiah per tahun. Laba tersebut akan menghasilkan pendanaan internal yang sangat dibutuhkan untuk pembiayaan investasi, yaitu mencapai 19% dari total kebutuhan investasi (Rp 80 trilyun pada tahun 2013). Apabila APBN hanya dapat disediakan Pemerintah sebanyak Rp 10 trilyun, atau sekitar 13%, maka PLN harus mencari pinjaman hingga 65 - 70% dari total kebutuhan investasi.

b. Kemampuan Pendanaan Sendiri (APLN)

Kemampuan pendanaan internal PLN sesungguhnya sangat rendah karena sebelum tahun 2009 PLN tidak memperoleh margin operasi, sehingga tidak ada investasi PLN yang didanai dari pendanaan internal (seluruh investasi didanai dengan hutang). Rasio hutang terhadap aset PLN sebelum program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 1 (fast track 1) adalah sekitar 30%, namun kemudian meningkat menjadi 53% pada tahun 2010 akibat seluruh pendanaan proyek fast track 1 berasal dari pinjaman komersial dan obligasi.

Peningkatan tarif PLN dan margin operasi akan sangat diperlukan untuk meningkatkan kemampuan PLN dalam melakukan investasi untuk memenuhi kebutuhan pertumbuhan listrik. Dana internal untuk investasi diperkirakan akan meningkat dari 10% pada tahun 2010 menjadi sekitar 19% pada tahun 2013 - 2014.

c. Rasio Keuangan Perusahaan dan Covenant Pinjaman

Dari proyeksi kenaikan tarif seperti pada tabel 5.6, dihasilkan ratio keuangan seperti diperlihatkan pada tabel 5.7.

Tabel 5.7 Proyeksi Rasio Keuangan 2010-2015

	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<i>Operating Ratio</i>	(%)	87.94	86.31	85.36	84.11	84.17	83.89
<i>Total Debt/ Total Asset</i>	(%)	53.40	58.23	61.35	61.57	61.72	62.06

Rasio operasi menunjukkan trend yang membaik dengan adanya margin operasi, sedangkan rasio hutang terhadap aset terus meningkat karena peningkatan hutang lebih besar daripada peningkatan dana internal.

d. Komposisi Sumber Pendanaan untuk Investasi

Sumber pendanaan investasi PLN berasal dari 3 sumber : (i) ekuitas pemerintah dari APBN (ii) dana internal yang berasal dari laba operasi dan (iii) pinjaman.

APLN (dana internal perusahaan) berasal dari laba operasi yang sangat terbatas karena BPP lebih tinggi dari tarif rata-rata. APLN hanya didapat dari selisih antara margin PSO + depresiasi aset dan pembayaran cicilan pokok.

PLN hanya dapat meminjam dalam jumlah yang sangat terbatas karena dibatasi oleh covenant pinjaman yang disyaratkan oleh lender dan bond holder. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman-baru dapat ditingkatkan jika revenue PLN meningkat, baik dari tarif maupun margin PSO.

Dengan melihat kemampuan pendanaan internal PLN dan kemampuan meminjam PLN yang sangat terbatas seperti dijelaskan di atas, maka peran APBN setiap tahun menjadi sangat penting untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik yang diperlukan untuk mendorong pertumbuhan ekonomi yang ditargetkan oleh Pemerintah. Hal ini menjadi semakin penting karena secara politis sangat sulit menaikkan tarif ke tingkat yang lebih tinggi daripada BPP dalam waktu dekat.

Untuk memenuhi kebutuhan investasi sekitar Rp 80 triliun³⁰ per tahun untuk memenuhi pertumbuhan listrik 9.2% per tahun, maka kebutuhan

³⁰ Termasuk pajak dan biaya bunga selama konstruksi

APBN harus meningkat dari sekitar Rp 2 trilyun per tahun³¹ menjadi Rp 30 - 40 trilyun per tahun³².

Dari penjelasan diatas dapat disimpulkan bahwa untuk menjaga kemampuan PLN dalam melayani pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik guna mendukung pertumbuhan ekonomi yang ditargetkan oleh Pemerintah, maka harus dilakukan perbaikan sebagai berikut:

- Peningkatan pendapatan PLN baik dari peningkatan tarif maupun peningkatan margin PSO.
- Peningkatan APBN hingga Rp 30 - 40 trilyun per tahun.
- Peningkatan pinjaman murah (SLA) dimana pemerintah sebagai penjamin pinjaman.

Tabel 5.8 Sumber Dana Investasi (Milyar Rp)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015
APBN	2.632	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Internal Fund	10.198	6.301	33.254	17.967	13.726	11.015
Pinjaman	60.182	61.147	55.128	52.410	51.086	67.066
Total Kebutuhan dana	73.012	77.447	98.382	80.377	74.812	88.081

5.5.4 Kendala Pendanaan Dalam Pelaksanaan RUPTL

Seperti ditunjukkan pada butir 5.1, pelaksanaan proyek-proyek kelistrikan yang akan dilaksanakan oleh PLN sesuai RUPTL 2010-2019 mencapai US\$ 60,6 miliar atau rata-rata US\$ 6,1 miliar per tahun. Penyediaan dana investasi sebesar US\$ 6,1 miliar per tahun adalah diluar kemampuan PLN apabila model ekonomi kelistrikan tetap seperti yang terjadi pada saat ini, yaitu subsidi hanya diberikan untuk menutup biaya operasi, dan tanpa diberikan margin yang cukup³³ untuk membuat PLN mampu menggalang dana investasi yang lebih besar.

Namun demikian RUPTL 2010-2019 tetap disusun untuk mendukung pertumbuhan ekonomi nasional dengan melayani pertumbuhan demand

³¹ Rp 2 trilyun adalah rata-rata APBN untuk PLN selama beberapa tahun terakhir

³² Dengan melihat kemampuan dana internal APLN rata-rata Rp 15 – 20 trilyun dan kemampuan pinjaman untuk menjaga covenant hanya Rp 20 – 30 trilyun.

³³ Sebelum tahun 2009 PLN hanya diberi margin 0%, setelah itu PLN diperkenankan memperoleh margin 5% pada tahun 2009 dan 2010. Margin ini hanya menghasilkan ROA 2% pada tahun 2009, sedangkan *benchmarking* dengan utility yang regulated di negara lain pada umumnya ROA berkisar 8%. Untuk mencapai ROA pada tingkat ini diperlukan kenaikan tarif dan tingkat margin yang sesuai.

listrik yang diperlukan untuk menjamin pasokan listrik yang cukup, terus-menerus dan memenuhi syarat mutu dan keandalan.

Jika nilai kebutuhan investasi dalam RUPTL adalah diluar kemampuan PLN selaku korporasi, maka PLN akan melakukan investasi sesuai batas kemampuannya, dan kekurangan pendanaan (*funding gap*) ini akan dilaporkan ke Pemerintah untuk mendapatkan dukungan pendanaan yang diperlukan untuk melaksanakan seluruh proyek-proyek kelistrikan dalam RUPTL yang akan dilaksanakan oleh PLN.

Jika pendanaan yang diperoleh ternyata masih tidak mencukupi untuk melaksanakan program-program RUPTL secara penuh, maka PLN akan tidak melaksanakan beberapa proyek-proyek kelistrikan dalam RUPTL dan melaporkan situasi ini kepada Pemerintah.

BAB VI

KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER

6.1. SASARAN FUEL MIX

Fuel Mix 1999-2008

Tabel 6.1 menunjukkan pemakaian energi primer utama oleh PT PLN (Persero) dalam sepuluh tahun terakhir. Konsumsi batubara terus meningkat, namun pemakaian gas alam cenderung terus menurun akibat pasokan gas yang *depleted* dari sumbernya, dan karena infrastrukturnya belum tersedia cukup untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik PLN.

Tabel 6.1 Pemakaian Energi Primer PLN Berdasarkan Jenis Bahan Bakar

Tahun	BBM juta kl	GAS bcf	Batubara juta ton
1999	4.70	237	11.41
2000	5.02	229	13.14
2001	5.40	222	14.03
2002	7.00	193	14.06
2003	7.61	184	15.26
2004	8.51	176	15.41
2005	9.91	143	16.90
2006	9.98	158	19.09
2007	10.69	171	21.47
2008	11.32	182	21.00

Sumber inefisiensi PLN yang utama beberapa tahun terakhir ini adalah *fuel-mix* yang terjebak pada pemakaian minyak yang terlalu banyak³⁴, namun produksi listrik tetap harus dilakukan agar kebutuhan tenaga listrik termasuk pertumbuhannya dapat dipenuhi oleh PLN. Dalam tahun 2008 komposisi produksi kWh berdasarkan bahan bakar adalah BBM 36%, batubara 35%, gas

³⁴ Dan harga minyak melonjak sangat tinggi pada tahun 2008 dan kemudian menurun namun masih tetap tinggi sampai sekarang.

alam 17%, panas bumi 3% dan hidro 9%. Dalam RUPTL ini komposisi *fuel mix* tersebut akan diperbaiki dengan target yang diperlihatkan pada Tabel 6.2.

Tabel 6.2 Sasaran Komposisi Produksi Listrik Tahun 2019
Berdasarkan Jenis Bahan Bakar (%)

Tahun	BBM	Batubara	Gas	Hydro	PLTP
2008	36	35	17	9	3
2019	2	58	18	6	16

Untuk mewujudkan sasaran *fuel mix* pada Tabel 6.2, RUPTL 2010-2019 merencanakan proyek pembangkit seperti dijelaskan pada Bab 4. Target *fuel mix* tersebut juga akan dicapai dengan pembelian tenaga listrik dari pembangkit listrik swasta (IPP) yang mengembangkan PLTU batubara, panas bumi dan PLTGU gas. Pembangkit yang akan dibangun antara lain adalah proyek percepatan 10.000 MW yang akan menurunkan konsumsi BBM secara signifikan dan karenanya akan menurunkan biaya produksi tenaga listrik. Disamping itu konversi pemakaian BBM ke gas maupun penambahan kapasitas pembangkit berbahan bakar gas membuat PLN terus mengupayakan tambahan kontrak-kontrak gas alam yang baru walaupun langkah ini menemui beberapa kendala. Pengembangan pembangkit panas bumi juga akan lebih banyak dikembangkan di Sumatera, Jawa, Nusa Tenggara Timur dan Sulawesi Utara. Pembangunan dan sewa PLTD berbahan bakar BBM sangat dibatasi hanya untuk mengatasi krisis kelistrikan jangka pendek, dan akan diganti dengan PLTU batubara skala kecil, kecuali pada sistem kelistrikan yang terlalu kecil dan terpencil. Opsi LNG juga akan dikembangkan untuk PLTGU yang berada di Belawan, Jakarta dan Grati.

6.2. POTENSI SUMBER ENERGI PRIMER

6.2.1. Batubara

Berdasarkan RUKN 2008 -2027, potensi batubara di Indonesia adalah 93.059 juta ton yang tersebar terutama di Kalimantan sebesar 54.405 juta ton dan di Sumatera Selatan sebesar 47.085 juta ton. Mengingat pemakaian batubara tipikal sebuah PLTU 1.000 MW adalah sebanyak 3,2 juta ton per tahun, maka dapat dimengerti bahwa potensi batubara Indonesia merupakan sumber daya yang layak diandalkan sebagai bahan bakar utama pembangkit listrik di Indonesia.

Pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar batubara di seluruh Indonesia dalam 10 tahun ke depan diperkirakan sebesar 32.659 MW. Sekitar 30% dari kapasitas tersebut akan berupa pembangkit mulut tambang yang memanfaatkan batubara *lignite* yang sebagian besar berada di Sumatra.

Pembangkit berbahan bakar batubara dirancang untuk memikul beban dasar karena harga bahan bakar ini relatif paling rendah dibandingkan harga bahan bakar fosil lainnya. Namun pembakaran batubara menghasilkan emisi karbon dioksida yang menimbulkan efek pemanasan global, disamping menghasilkan polusi partikel dan bahan kimia yang dapat merusak lingkungan lokal. Dengan demikian pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar batubara harus memperhatikan dampak lingkungan yang ditimbulkannya. Penggunaan teknologi *supercritical boiler* adalah sangat dianjurkan karena menghasilkan emisi yang lebih sedikit untuk setiap kWh listrik yang dihasilkannya, disamping penggunaan *electrostatic precipitator* dan *flue gas desulphurization* yang juga sangat dianjurkan. Teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) yang lebih maju, seperti IGCC (*integrated gassification combined cycle*) dan CCS (*carbon capture & storage*) belum direncanakan dalam RUPTL ini.

Walaupun emisi CO₂ belum diperhitungkan secara internal di dalam model optimisasi pengembangan pembangkit, namun RUPTL 2010-2019 ini telah merencanakan sejumlah besar proyek emisi rendah/nol seperti PLTP dan hidro, disamping menggunakan pembangkit *supercritical* di sistem Jawa Bali. Mengenai hal ini dapat dilihat kembali pada butir 4.6.

Kendala utama yang dihadapi PLN mengenai batubara adalah *security of supply*. *Security of supply* batubara sangat ditentukan oleh kebijakan pemerintah mengenai domestic market obligation (DMO) dan batasan harga dalam negeri disamping kesiapan infrastruktur seperti jalan, jembatan, dermaga dan alat transportasi yang masih terbatas khususnya persiapan untuk proyek percepatan 10.000 MW. Kenaikan harga minyak mentah dunia hingga US\$140/barel pada semester 1 tahun 2008 telah mendorong kenaikan harga batubara di pasar dunia yang tidak pernah terjadi sebelumnya dalam sejarah. Pada saat yang sama harga batubara berkualitas tinggi telah menembus angka US\$ 100 per ton, dan harga tinggi ini telah mendorong produsen batubara Indonesia untuk mengekspor batubaranya ke pasar dunia, terutama ke Cina dan India. Masalah kesiapan infrastruktur memerlukan perhatian yang sungguh-sungguh dari semua pihak agar batubara yang tersedia di tambang dapat sampai ke pembangkit sesuai rencana.

6.2.2. Gas Alam

Walaupun Indonesia tidak diperhitungkan sebagai pemilik cadangan gas terbesar dalam skala dunia, namun cadangan gas alam di Indonesia cukup besar, yaitu diperkirakan 164,99 Tscf yang tersebar terutama di kepulauan Natuna (Riau Kepulauan) sebesar 53,06 Tscf , Sumatera Selatan 26,68 Tscf, dan di Kalimantan Timur sebesar 21,49 Tscf serta Tangguh di Irian Jaya yang diperkirakan setara dengan cadangan di Natuna.

Kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik terkendala oleh adanya sumber-sumber gas alam Indonesia yang telah terikat dengan kontrak jangka panjang dengan pembeli luar negeri, dan adanya kompetisi penggunaan gas untuk kepentingan di luar kelistrikan, seperti industri pupuk dan industri petrokimia lainnya.

Seperti halnya dengan batubara, harga gas alam juga terkait secara ketat dengan harga minyak mentah, sehingga pada 2 tahun terakhir ini harga gas alam juga telah naik sangat tajam. Pada tahun 2005 harga gas alam di pasar energi nasional adalah sekitar US\$ 3/mmbtu, namun pada semester 1 tahun 2008 harga gas alam telah naik menjadi US\$ 6/mmbtu dan setiap saat naik terus sejalan dengan kenaikan harga minyak mentah.

Kendala lain dari penggunaan gas alam untuk pembangkit listrik PLN adalah belum siapnya pipa transmisi gas alam ataupun fasilitas pendukung dari sumber-sumbernya ke pusat pembangkit yang sebagian besar berlokasi di pulau Jawa.

Pada beberapa tahun terakhir ini pasokan gas kepada pembangkit PLN sangat menurun dan pengembangan infrastruktur penyaluran gas dari sumur-sumur baru ke pembangkit PLN tidak ada. Sementara itu pembangkit PLN khususnya PLTGU berada di lokasi yang sangat strategis, yaitu di pusat beban, dan peranannya tidak dapat digantikan oleh pembangkit di tempat lain karena kendala transmisi. Situasi tersebut memaksa PLN untuk mencari LNG untuk digunakan pada pembangkit dimaksud walaupun harga LNG relatif tinggi. Pada saat ini telah direncanakan 3 lokasi LNG floating receiving terminal yaitu di Medan untuk memasok PLTGU Belawan, di Jakarta untuk memasok PLTGU Muara Karang dan Priok, serta di Grati untuk memasok PLTGU Grati.

Untuk itu kebijakan pemerintah mengenai penggunaan gas alam di dalam negeri sangat diperlukan guna meningkatkan efisiensi bauran energi secara nasional.

Pada dasarnya pembangkit-pembangkit berbahan bakar gas alam dioperasikan untuk memikul beban menengah. Pasal-pasal perjanjian pada beberapa kontrak pasokan gas alam beberapa pembangkit dioperasikan untuk berkontribusi mengisi beban dasar.

Kendala dalam memperoleh pasokan gas yang cukup dan berkelanjutan telah mendorong pemanfaatan batubara yang lebih banyak untuk pembangkit tenaga listrik, sehingga PLTU batubara di masa depan juga berperan sebagai pemikul beban menengah dengan faktor kapasitas yang relatif rendah (50-70%). Kondisi operasi semacam ini menuntut keluwesan pengoperasian PLTU yang dapat dipenuhi oleh PLTU dengan teknologi *supercritical*.

6.2.3 Energi Baru dan Terbarukan

Mengacu kepada beberapa penelitian yang telah dilakukan oleh berbagai pihak, antara lain oleh JICA bersama Direktorat Jenderal Mineral Batubara dan Panasbumi pada tahun 2007 berjudul *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia* dan *Hydro Power Potential Study* oleh PLN pada tahun 1982, potensi energi terbarukan untuk pembangkitan tenaga listrik cukup besar.

Menurut *Master Plan Study* panas bumi tersebut, potensi panas bumi Indonesia yang dapat dieksploitasi adalah 9.000 MW tersebar di 50 lapangan, dengan potensi minimal sebesar 12.000 MW. Dalam RUPTL ini terdapat cukup banyak proyek PLTP yang akan dikembangkan, terutama di Sumatra, Jawa dan Sulawesi Utara. Tahun proyek PLTP tersebut beroperasi tergantung pada kesiapannya, pada umumnya bervariasi antara tahun 2014 dan 2018, kecuali pengembangan PLTP existing yang dapat diperluas dengan cepat.

RUPTL ini juga memuat cukup banyak proyek-proyek PLTA, yaitu mencapai sekitar 4.740 MW hingga tahun 2019.

Sedangkan potensi tenaga air keseluruhan menurut studi *Hydro Power* tersebut adalah 75.000 MW. Potensi biomasa juga sangat besar (49.810 MW), dan energi alternatif lainnya seperti tenaga matahari, angin, dan ombak juga

tersedia. Besarnya potensi dan pemanfaatan energi terbarukan dapat dilihat pada Tabel 6.3.

Kendala yang dihadapi dalam mengembangkan PLTP dan PLTA adalah kesulitan dana investasi dan kenyataan bahwa banyak dari potensi PLTP dan PLTA berlokasi di hutan lindung dan bahkan hutan konservasi.

Tabel 6.3 Potensi dan Pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan

Jenis	Satuan	Potensi	Developed	%
PLTP	MW	27.140	827	3.047
PLTA	MW	75.000	4.125	5.500
PLT Surya	GW	1.200		0.001
PLT Angin	MW	9.290	1	0.006
Biomassa	MW	49.810	445	0.9
Biogas	MW	680		
Gambut	10 ⁶ BoE	16.880		
Tidal	MW	240.000		

6.2.4 Nuklir

Dalam RUPTL ini belum terdapat program pengembangan tenaga nuklir. Hal ini terjadi karena dalam proses optimisasi pemilihan kandidat pembangkit, ternyata pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) tidak dapat bersaing dengan jenis pembangkit lainnya, seperti PLTU batubara kelas 1.000 MW *supercritical*.

Kesulitan terbesar dalam perencanaan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital dan biaya O&M yang terkait dengan *spent fuel disposal*, dan biaya decommissioning. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri mengindikasikan biaya pembangunan PLTN sebesar \$ 1.700/kW (EPC saja) atau \$ 2.300/kW (setelah memperhitungkan biaya bunga pinjaman selama konstruksi). Angka tersebut kini dipandang terlalu rendah, karena menurut laporan mutakhir (tahun 2009), biaya pembangunan PLTN pada beberapa negara telah mencapai US\$ 3.500 hingga US\$ 5.500 /kW.

Selain itu harga uranium dunia juga terus naik sejalan dengan kebangkitan program tenaga nuklir pada banyak negara di dunia. Harga uranium yang pada tahun 2006 adalah sekitar US\$ 30 per lb, saat ini telah mencapai US\$ 130/lb. Kenaikan harga uranium ini sebetulnya tidak banyak mempengaruhi keekonomian PLTN mengingat beroperasinya PLTN hanya memerlukan

uranium dalam jumlah sedikit, namun tetap saja kenaikan harga uranium dunia ini perlu terus dipantau.

Namun demikian dengan semakin mahalnya harga BBM yang juga diikuti oleh kenaikan harga energi primer lainnya seperti batubara dan gas alam, telah membuat PLTN menjadi salah satu opsi sumber energi yang sangat menarik untuk ikut memenuhi kebutuhan listrik Indonesia apabila biaya EPC, biaya pengelolaan *spent fuel* dan biaya decomisioning telah menjadi semakin jelas.

Disadari bahwa pengambilan keputusan untuk membangun PLTN tidak semata-mata didasarkan pada pertimbangan keekonomian dan keenergian, namun juga pertimbangan lain seperti aspek politik, keselamatan, sosial, budaya dan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

BAB VII

ANALISIS RISIKO RUPTL 2010-2019

Analisis risiko RUPTL 2010-2019 ini dibuat untuk mengidentifikasi potensi kerawanan atau kelemahan yang dapat terjadi sebagai akibat adanya exposure atas peristiwa tertentu yang mungkin terjadi di masa yang akan datang yang dapat berpengaruh kepada implementasi RUPTL.

Analisis risiko mencakup identifikasi risiko, pemetaan risiko, dan rekomendasi program mitigasi untuk risiko-risiko tersebut. Bab ini terdiri dari tiga bagian. Bagian pertama menjelaskan hasil identifikasi dan pemetaan risiko dominan yang dihadapi oleh perusahaan berkaitan dengan implementasi RUPTL. Bagian kedua menjelaskan hasil pemetaan risiko. Bagian ketiga menjelaskan berbagai program mitigasi risiko yang perlu dijalankan dalam rangka mengelola risiko tersebut.

Sejalan dengan struktur RUPTL itu sendiri, uraian analisis risiko pada bab ini akan dilakukan berdasarkan issue-issue utama RUPTL, yaitu proyeksi kebutuhan/permintaan tenaga listrik, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta proyeksi kebutuhan energi primer dan kebutuhan investasi, baik oleh PLN maupun oleh swasta.

7.1 IDENTIFIKASI RISIKO

Risiko yang diidentifikasi dapat mempengaruhi implementasi RUPTL meliputi aspek sebagai berikut :

A. Risiko pengembangan ketenagalistrikan

1. Risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

Berupa risiko-risiko perijinan dan persetujuan, pendanaan pembangunan, keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek, cost over-run, kesalahan desain, keselamatan ketenagalistrikan, performance instalasi, dampak lingkungan dan sosial.

2. Risiko keterlambatan proyek-proyek IPP, termasuk PLTP

Sama seperti pada risiko keterlambatan proyek-proyek PLN.

3. Risiko permintaan listrik

Kesalahan dalam memprediksi permintaan tenaga listrik (termasuk di dalamnya risiko pertumbuhan ekonomi).

4. Risiko ketersediaan dan harga energi primer

Meliputi risiko ketersediaan energi primer dan risiko harga energi primer.

B. Risiko Keuangan

1. Risiko likuiditas, meliputi risiko likuiditas kas yaitu kelancaran penerimaan subsidi, risiko pencairan dana pinjaman untuk investasi, dan risiko likuiditas aset.

C. Risiko Operasional

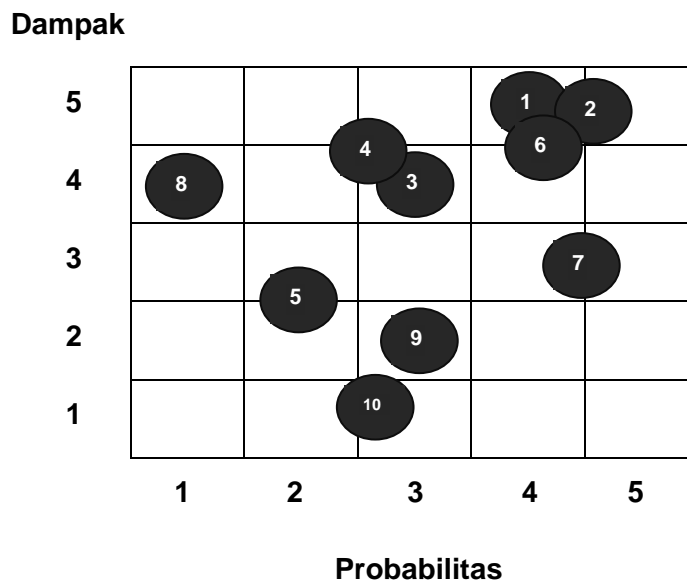
1. Risiko produksi/operasi, seperti kekurangan/kelangkaan energi primer, kerusakan peralatan/fasilitas operasi, kehilangan peralatan/fasilitas operasi/kebocoran informasi rahasia perusahaan, risiko akibat kesalahan manusia
2. Risiko bencana, baik bencana alam maupun bencana akibat manusia (a.l. sabotase)
3. Risiko lingkungan, berupa tuntutan masyarakat terhadap transmisi karena pengaruhnya pada kesehatan, juga limbah, polusi dan kebisingan
4. Risiko regulasi, meliputi risiko tarif listrik, risiko kepastian subsidi dan risiko perubahan tatanan sektor ketenagalistrikan

Identifikasi risiko selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran C.

7.2 PEMETAAN RISIKO

Berdasarkan tingkat probabilitas dan dampak bila risiko tersebut terjadi, kesembilan risiko tersebut memiliki karakteristik seperti ditunjukkan dalam peta berikut. Penetapan probabilitas dan dampak dilakukan dengan metoda kualitatif berdasarkan pengalaman PLN dalam menjalankan program sejenis di masa lalu, dan pengalaman PLN menangani risiko tersebut di masa lalu.

Penetapan dampak risiko didasarkan atas dampak pada arus kas perusahaan dan dampak pada kelancaran operasional perusahaan.



Gambar 7.1 Pemetaan Risiko Implementasi RUPTL

Keterangan :

- | | |
|--|--|
| 1. Risiko keterlambatan proyek-proyek PLN | 5. Risiko merencanakan reserve margin terlalu tinggi |
| 2. Risiko keterlambatan proyek-proyek IPP, termasuk PLTP | 6. Risiko likuiditas |
| 3. Risiko prakiraan permintaan tenaga listrik | 7. Risiko produksi/operasi |
| 4. Risiko ketersediaan dan harga energi primer | 8. Risiko bencana |
| | 9. Risiko lingkungan |
| | 10. Risiko regulasi |

Berdasarkan pemetaan risiko di atas, risiko dapat dikelompokkan dalam empat area berdasarkan tingkat probabilitas dan dampaknya, yaitu:

- Risiko pada Area I berada di sisi kanan atas pada peta risiko, yaitu risiko dengan tingkat probabilitas kejadian tinggi dan dampaknya juga tinggi. Risiko yang masuk ke dalam kategori ini adalah risiko keterlambatan proyek-proyek PLN, keterlambatan proyek-proyek IPP dan risiko likuiditas.
- Risiko pada Area II berada di sisi kiri atas pada peta risiko, yaitu risiko dengan probabilitas kejadian rendah tetapi bila terjadi menimbulkan dampak yang tinggi. Risiko yang masuk ke dalam area ini adalah ketersediaan dan harga energi primer, risiko permintaan tenaga listrik serta risiko bencana.

- Risiko pada Area III berada di daerah kanan bawah pada peta risiko, yaitu risiko dengan probabilitas kejadian yang tinggi tetapi dampak yang ditimbulkannya rendah. Risiko yang termasuk dalam area ini adalah risiko produksi/operasi.
- Risiko pada Area IV berada di daerah kiri bawah peta risiko, yaitu daerah dengan probabilitas rendah dan dampak yang ditimbulkannya juga rendah. Termasuk ke dalam area ini adalah risiko merencanakan reserve margin terlalu tinggi, risiko regulasi dan risiko lingkungan.

7.3 PROGRAM MITIGASI RISIKO

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara dinamis oleh karena metoda dan sarana mitigasi terus berkembang. Namun demikian, pokok-pokok program mitigasi sebagai acuan penyiapan kebijakan mitigasi risiko diuraikan sebagai berikut.

1. Mitigasi risiko pembangunan PLN
2. Mitigasi risiko pembangunan IPP
3. Mitigasi risiko prakiraan permintaan listrik
4. Mitigasi risiko merencanakan reserve margin terlalu tinggi
5. Mitigasi risiko harga dan ketersediaan energi primer
6. Mitigasi risiko likuiditas
7. Mitigasi risiko produksi/operasi
8. Mitigasi risiko bencana
9. Mitigasi risiko lingkungan
10. Mitigasi risiko regulasi

Program mitigasi risiko selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran D.

BAB VIII

KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,2% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2009, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2019 diperkirakan akan mencapai 334,4 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 9,3% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2019 diproyeksikan akan mencapai 59.863 MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode 2010 - 2019 sebesar 55.484 MW, diantaranya yang akan dibangun oleh PLN sebesar 31.958 MW dan IPP sebesar 23.526 MW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 43.455 kms, yang terdiri atas 4.388 kms SUTET 500 kV AC, 1.100 kms transmisi 500 kV HVDC, 462 kms transmisi 250 kV HVDC, 5.602 kms transmisi 275 kV AC, 29.476 kms SUTT 150 kV, 2.428 kms SUTT 70 kV. Penambahan trafo yang diperlukan adalah sebesar 116.722 MVA yang terdiri atas 64.031 MVA trafo 150/20 kV, 2.875 MVA 70/20 kV dan 32.328 MVA trafo interbus IBT 500/150 kV, 9.875 MVA IBT 275/150 kV, 1.013 MVA IBT 150/70 kV, 3.000 MVA IBT 500/275 kV dan 600 MVA 250 kV DC. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode 2010-2019 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 172.459 kms, tegangan rendah 236.835 kms dan kapasitas trafo distribusi 33.412 MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode 2010 – 2019 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US\$ 97,1 milyar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US\$ 70,6 milyar, investasi penyaluran sebesar US\$ 15,2 milyar dan investasi distribusi sebesar US\$ 11,3 milyar.

Simulasi proyeksi keuangan PLN menunjukkan bahwa PLN dapat mempunyai kemampuan untuk membiayai proyek-proyek kelistrikan sebagaimana direncanakan dalam RUPTL, dengan pembiayaan yang bersumber dari dana internal dan eksternal, apabila asumsi-asumsi yang digunakan dalam proyeksi keuangan dipenuhi, antara lain kenaikan tarif listrik, peningkatan ekuitas dari pemerintah (APBN) dan PLN mendapat margin PSO.

DAFTAR PUSTAKA

1. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, November 2008
2. Proyeksi Penduduk Indonesia 2000 – 2025, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2005
3. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
4. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2007 – 2016* Perubahan, PT PLN (Persero), 2007
5. *Rencana Penyediaan Tenaga Listrik 2008 – 2017* dari beberapa Unit Bisnis PLN, PLN Wilayah, Distribusi, P3B , 2008
6. *Draft Energy Outlook 2008*, Pusdatin Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
7. *Statistik 2007*, PT PLN (Persero), 2008
8. *Statistik 2008*, PT PLN (Persero), 2009
9. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
10. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
11. *Proyeksi Keuangan 2008-2015* PT PLN (Persero), Direktorat Perencanaan dan Teknologi, 2008
12. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2007 – 2011*, PT PLN (Persero), 2007
13. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018*, PT PLN (Persero), 2009

LAMPIRAN A

WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT

Lampiran A ini menjelaskan rencana pengembangan sistem kelistrikan di Wilayah Operasi Indonesia Barat, yang terdiri dari Sistem Interkoneksi Sumatera (Lampiran A1), Sistem Kalimantan Barat (A2), Pengembangan Kelistrikan Provinsi NAD (A3) sampai dengan Provinsi Lampung (A13) serta Neraca Daya Sistem-Sistem Isolated Indonesia Barat (A14).

LAMPIRAN A1

SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

A1.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Produksi listrik pada sistem Sumatera diperkirakan meningkat rata-rata 10,9% per tahun antara tahun 2010 dan 2019, yaitu meningkat dari 21.533 GWh pada tahun 2010 menjadi 54.807 GWh pada tahun 2019. Sekitar 43% dari produksi tersebut adalah untuk memenuhi demand di sistem Sumatera bagian utara (Sumbagut) dan selebihnya nya untuk Sumatera bagian Selatan (Sumbagsel).

Faktor beban diperkirakan antara 65.4% sampai 66.9%.

Beban puncak sistem Sumatera pada tahun 2010 adalah 3.743 MW dan akan tumbuh rata-rata 10.7% per tahun, sehingga menjadi 9.355 MW pada tahun 2019.

Proyeksi kebutuhan listrik sistem Sumatera tahun 2010 – 2019 ditunjukkan pada Lampiran A1.1.

A1.2 Neraca Daya

Sistem interkoneksi masih lemah

Walaupun telah dibangun transmisi 150 kV Baganbatu – Rantauprapat yang menghubungkan sistem Sumbagut dan Sumbagselteng, namun kedua sistem tersebut pada dasarnya secara elektris masih terpisah. Kedua sistem ini belum dapat dioperasikan sebagai satu sistem interkoneksi karena terkendala oleh masalah stabilitas, yaitu adanya osilasi inter-area pada frekuensi rendah dengan damping sangat rendah antara kelompok generator di Sumbagut dan kelompok generator di Sumbagselteng.

Interkoneksi kedua sistem melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padangsidempuan pada tahun 2012 diharapkan akan dapat mewujudkan sistem interkoneksi Sumatra¹. Dengan beroperasinya interkoneksi Sumatra, maka sistem Sumbagsel yang memiliki sumber energi primer yang banyak dan murah akan dapat memasok sebagian kebutuhan sistem Sumbagut, walaupun besarnya daya yang dapat ditransfer akan dibatasi oleh limit stabilitas sistem interkoneksi..

¹ Untuk memastikan hal tersebut diperlukan studi *small signal stability*.

Rencana reserve margin tinggi

Neraca daya sistem interkoneksi Sumatra direncanakan dengan *reserve margin* yang tinggi, yaitu mencapai 62% pada tahun 2014 apabila semua proyek pembangkit berjalan dan selesai tepat waktu. Apabila keadaan tersebut benar-benar terjadi maka sistem Sumatra akan mengalami *over supply*. Namun melihat pengalaman PLN selama ini, tingkat keberhasilan proyek IPP sangat rendah, yaitu hanya sekitar 16%. Bahkan banyak proyek pembangkit PLN juga mengalami keterlambatan, termasuk proyek PLN dalam program percepatan tahap 1. Lebih dari itu, dalam RUPTL 2010-2019 ini direncanakan banyak sekali pembangkit panas bumi (PLTP) yang mencapai 1.595 MW untuk selesai hanya dalam waktu 5 tahun, termasuk PLTP yang masih *green field* bahkan WKP-nya belum ditender. Proyek PLTP yang diperkirakan dapat selesai pada tahun 2014 adalah PLTP yang WKP-nya telah dimiliki oleh Pertamina.

Dari penjelasan diatas dapat dimengerti bahwa perencanaan *reserve margin* yang tinggi hingga 62% dimaksudkan semata-mata untuk memberikan kepastian yang lebih tinggi kepada masyarakat Sumatra (yang telah lama menderita kekurangan listrik) bahwa listrik akan tersedia cukup di Sumatra.

Penamaan proyek PLTU IPP

Proyek-proyek IPP yang belum financial closing, kecuali PLTP, tidak disebut nama lokasinya secara spesifik, namun hanya disebutkan kawasan daerah dimana proyek tersebut berada. Hal ini dimaksudkan agar PLN dapat menawarkan proyek IPP kepada pengembang melalui tender kompetitif. Status beberapa IPP saat ini dalam RUPTL 2010 – 2019 adalah sebagai berikut: PLTU Sumut 2 adalah PLTU Kuala Tanjung; PLTU Sumbar 1 adalah PLTU Kambang; PLTU Sumsel 2 adalah PLTU Keban Agung; PLTU Sumsel 5 adalah PLTU Bayung Lencir; PLTU Sumsel 6 adalah PLTU Mulut Tambang Pendopo; PLTU Sumsel 7 adalah PLTU Sungai Lilin; PLTU Riau Mulut Tambang adalah PLTU Cirenti.

Proyek-proyek strategis

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Meulaboh, PLTU Pangkalan Susu, PLTU Sumbar Pesisir, PLTU Tarahan) dan PLTA Asahan III, merupakan proyek yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat mengatasi defisit pasokan daya yang saat ini terjadi juga sekaligus akan mengurangi pemakaian BBM dari pembangkit-pembangkit yang eksisting.

2. PLTU Mulut Tambang (IPP) terkait HVDC, proyek ini harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.
3. PLTP Ulubelu #1 dan #2 dengan kapasitas 2x55MW, rencana operasi tahun 2011 dan 2012.

Pengembangan PLTP

Terkait dengan kerja sama dengan PT Pertamina Geothermal, PLN akan membangun sisi hilir pada lokasi-lokasi sebagai berikut: PLTP Ulubelu #1,2 (2x55 MW), PLTP HuluLais #1,2 (2x55 MW), PLTP Sungai Penuh #1,2 (2x55 MW). Khusus untuk PLTP Ulubelu unit 1 dan 2 sumber dana sudah tersedia dari JBIC dimana Loan Agreement sudah ditandatangani pada tahun 2005. Proyek-proyek PLTP lainnya akan dikembangkan oleh IPP dengan total kapasitas 2000 MW sampai dengan tahun 2019, namun sampai dengan saat ini eksplorasi yang dilakukan pihak swasta terhadap proyek-proyek PLTP tersebut belum tuntas, sehingga hal ini menjadi sangat rawan terhadap ketersediaan *reserve margin* di sistem Sumatra seperti telah dijelaskan sebelumnya.

Pembangkit baru dalam program percepatan tahap II

- PLTU New Sumbagut 2x200 MW di Pangkalan Susu
- PLTA Asahan III 174 MW
- PLTP Hulu Lais #1,2 2x55 MW dan PLTP Sungai Penuh 2x55 MW
- PLTP-PLTP yang akan dikembangkan oleh swasta/ IPP yaitu PLTP Ulubelu 3,4 (2x55 MW), PLTP Seulawah 55 MW, PLTP Lumut Balai 4x55 MW, PLTP Sarulla I 6x55 MW, PLTP Sarulla II 2x55 MW, PLTP Rajabasa 4x55 MW, PLTP Muara Laboh 4x55 MW dan PLTP Rantau Dedap 4x55 MW.

Neraca Daya sistem Sumatra diberikan pada Lampiran A1.2

A1.3 Proyek-proyek IPP yg terkendala

Telah cukup jelas diuraikan pada Lampiran A1.3

A1.4 Neraca Energi

Selaras dengan pertumbuhan demand yang harus dipenuhi, maka produksi energi per jenis energi primer di sistem Sumatra diberikan pada Lampiran A1.4

Produksi energi pada Lampiran B1.4 dialokasikan per unit pembangkit berdasarkan *merit order* dengan menggunakan model simulasi produksi dengan asumsi harga dan ketersediaan bahan bakar sebagai berikut:

- Harga bahan bakar HSD = USD 82,5/barrel, MFO=USD 63,8 /barrel, gas alam = USD 6 /mmbtu, dan batubara = USD 70/ton.
- Ketersediaan gas alam hanya berdasarkan pada kontrak yang ada.
- Ketersediaan batubara tidak terbatas.
- Pemanfaatan tenaga panas bumi dan tenaga air sesuai dengan proyek PLTP dan PLTA pada neraca daya.

Lampiran B1.4 menunjukkan bahwa peranan masing-masing energi primer tersebut adalah sebagai berikut:

- a. Peranan MFO yang pada tahun 2009 masih cukup tinggi, yaitu sekitar 1.410 GWh, akan sangat berkurang menjadi sekitar nol pada tahun 2013. Hal ini terjadi karena PLTU Belawan 1 – 4 tidak dioperasikan lagi, karena digantikan peranannya oleh PLTU batubara yang akan masuk pada sistem Sumatera.
- b. Peranan HSD yang pada tahun 2009 masih cukup tinggi, yaitu sekitar 4.144 GWh akan berkurang secara bertahap menjadi hanya 57 GWh pada tahun 2014, karena penggunaan HSD pada PLTGU Belawan akan berkurang secara bertahap sejalan dengan beroperasinya PLTU batubara. Selanjutnya peranan HSD akan naik kembali menjadi 1.295 GWh pada tahun 2019, karena beroperasinya pembangkit beban puncak berbahan bakar minyak.
- c. Peranan pembangkit gas yang semula 5.733 GWh pada tahun 2009 akan naik menjadi 8.849 GWh pada tahun 2012, dan secara bertahap akan menurun kembali menjadi 5.354 GWh pada tahun 2019. Hal ini karena pengoperasian pembangkit gas disesuaikan dengan ketersediaan gas dari kontrak yang ada.
- d. Peranan pembangkit batubara akan semakin dominan. Pada tahun 2009 hanya 5.211 GWh akan naik 6 kali lipat menjadi 31.292 GWh pada tahun 2019.

- e. Peranan pembangkit hidro semakin besar dengan masuknya PLTA Asahan 1 pada tahun 2010, PLTA Asahan 3 dan PLTA Peusangan 1-2 pada tahun 2013 dan PLTA Merangin pada tahun 2016.
- f. Kontribusi pembangkit geothermal akan meningkat luar biasa besar pada tahun 2019 dengan produksi 11.639 GWh, atau 21% dari produksi total. Hal ini terjadi karena besarnya penambahan kapasitas PLTP, yang pada tahun 2009 hanya 10 MW akan menjadi 2.330 MW pada tahun 2019. Banyaknya kandidat proyek PLTP di Sumatra akan menyebabkan capacity factor pembangkit beban dasar lainnya, yaitu PLTU batubara, menjadi rendah jika semua proyek PLTU dan PLTP tersebut terlaksana tepat waktu sesuai jadwal. Namun banyaknya kandidat proyek PLTP yang kepastian implementasinya masih rendah² akan membuat situasi yang cukup rawan bagi Sumatra apabila pengembangan PLTP yang direncanakan tidak terlaksana sesuai jadwal mengingat ketidakpastian pelaksanaan beberapa pembangkit IPP juga tinggi.

Kebutuhan Bahan Bakar

Kebutuhan energi primer di sistem Sumatra dari tahun 2010 sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada Lampiran A1.4.

Kebutuhan bahan bakar HSD semakin turun yang pada tahun 2009 sebesar 1.2 juta liter menjadi 0.12 juta liter pada tahun 2012 kemudian naik kembali menjadi 0.45 juta liter pada tahun 2019 sesuai dengan produksi energi listrik pada keterangan di atas. Sedangkan MFO sudah tidak diperlukan lagi mulai tahun 2013 karena dihentikannya operasi PLTU Belawan 1-4 yang mempunyai biaya operasi sangat mahal dibandingkan PLTU batubara.

Proyeksi pemakaian gas akan mengikuti pasokan gas yang terus mengalami *depletion*, namun sejalan dengan rencana akan dibangunnya LNG floating terminal di Belawan maka PLTGU akan dijalankan dengan LNG.

Volume pemakaian batubara meningkat dari tahun ke tahun, yaitu naik dari 2.8 juta ton pada tahun 2009 menjadi 16.3 juta ton pada tahun 2019 atau meningkat 6 kali lipat.

² Karena banyak lokasi PLTP yang potensinya belum dibuktikan dengan drilling.

A1.5 Capacity Balance Gardu Induk

Pengembangan gardu induk disusun berdasarkan capacity balance dengan memasukkan GI existing dan GI ongoing project. Selanjutnya dari Capacity Balance tersebut dapat dilihat pembebanan masing masing GI. GI yang telah berbeban diatas 70% dari kapasitas nominalnya memerlukan penambahan trafo. Kemudian dievaluasi juga kebutuhan GI baru untuk perbaikan kualitas pelayanan dan de-dieselisasi serta pengembangan GI baru terkait dengan pembangkit baru.

Setelah mendapatkan GI-GI baru yang dibutuhkan, selanjutnya disusun kembali capacity balance yang baru setelah mempertimbangkan penambahan GI baru tersebut.

Dengan demikian dapat disusun proyeksi kebutuhan GI, dimana hasil pengembangan GI tersebut dipergunakan juga sebagai dasar pengembangan sistem penyaluran.

Dengan kriteria keandalan dan asumsi di atas, kebutuhan pembangunan Gardu Induk Baru dan pengembangan trafo GI eksisting sampai tahun 2019 sebesar 24.920 MVA dengan rincian diberikan pada Lampiran A1.5.

A1.6 Rencana Pengembangan Penyaluran

Rencana pengembangan penyaluran di sistem Sumatera dalam rangka memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik meliputi proyek berikut:

- Pembangunan transmisi baru 150 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTA, PLTU IPP dan PLTP IPP.
- Pembangunan transmisi baru 275 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan dan PLTA IPP Asahan 1.
- Pengembangan transmisi 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Sumatera dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.
- Pembangunan transmisi 275 kV dan 500 kV sebagai tulang punggung transmisi interkoneksi Sumatera yang akan memudahkan pengiriman daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke demand di Sumatera bagian utara.

- Pembangunan transmisi dan kabel laut ± 250 kV HVDC Sumatera – Peninsular Malaysia yang bertujuan untuk mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut.
- Proyek transmisi yang perlu beroperasi tepat waktu adalah : transmisi 150 kV dan 275 kV terkait PLTU Percepatan tahap 1, transmisi 150 kV terkait PLTU IPP Banjarsari - Lahat untuk mengevakuasi daya PLTU IPP 2x115 MW, pengopeasian Transmisi 275 kV jalur Barat (Lahat – Lubuk Linggau- Muara Bungo-Bangko-Kiliranjao)

Proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan sistem Sumatera diberikan pada Lampiran A1.6.

A1.7 Peta Pengembangan Penyaluran

Peta pengembangan penyaluran sistem Sumatera adalah seperti pada Lampiran A1.7.

A1.8 Analisis Aliran Daya

Analisa aliran daya sistem Sumatera dilakukan dengan memperhitungkan seluruh pembangkit dan beban yang ada pada neraca daya, meliputi sistem 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Namun pada RUPTL 2010-2019 ini hanya ditunjukkan hasil analisa aliran daya pada sistem transmisi 275 kV dan 500 kV saja.

Prakiraan aliran daya di sistem 275 kV Sumatera dilakukan setiap tahun mulai tahun 2010 sampai dengan 2019, dengan penjelasan sebagai berikut :

1. Analisa aliran daya tahun 2010

Aliran Daya tahun 2010, transfer daya terlihat menuju Sumatera Bagian Tengah (Sumbagteng), baik dari Sumatera Bagian Utara maupun Sumatera Bagian Selatan, hal ini disebabkan tidak adanya pembangkit baru di sistem Sumbagteng. Transfer Daya dari Sumatera Bagian Selatan (Sumbagsel) terbatas pada kisaran transfer 224 MW dikarenakan masalah limit stabilitas transfer daya menggunakan sistem 150 kV di titik interkoneksi Sumbagselteng (Lubuk Linggau – Bangko).

Dari simulasi aliran daya terlihat, kekurangan pembangkitan pada tahun 2010 ini berada di sub sistem Riau, dimana sub sistem ini menerima daya dari sub sistem Sumatera Barat sebesar 111 MW dan sub sistem Sumatera Utara sebesar 56 MW.

Profil tegangan sistem masih berada dalam kriteria operasi yang bervariasi antara 90%-105%, dengan tegangan tertinggi di GI Labuhan Angin (156 kV) dan terendah di GI Tualang Cut (137 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain Crash Program (lot 2.3 dan lot3) 139 MW dan PLTA Asahan I (2x90 MW).

2. Analisa aliran daya tahun 2011

Masih seperti tahun 2010, transfer daya dari Sumbagut dan Sumbagsel menuju ke Sumbagteng. Batasan stabilitas transfer daya dari Sumbagsel ke Sumbagteng pada tahun ini terlewati dan sangat kritis bagi sistem Sumatera, apabila transfer daya dari Selatan ke Tengah sebesar 230 MW dan terjadi gangguan di Segmen Transmisi 150 kV Lubuk Linggau – Bangko akan mengakibatkan sistem tidak stabil yang pada akhirnya menuju *black out*.

Dari simulasi aliran daya terlihat, kekurangan pembangkitan pada tahun 2011 masih seperti tahun 2010, yaitu berada di sub sistem Riau dimana sub sistem ini menerima daya dari sub sistem Sumatera Barat sebesar 105 MW dan sub sistem Sumatera Utara sebesar 120 MW.

Pada tahun 2011, akan mulai dioperasikan tegangan 275 kV pada transmisi PLTA Asahan I – Simangkok – Galang – Binjai – Pangkalan Susu, seiring dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu.

Profil tegangan sistem terdapat drop tegangan di sub sistem Sumatera Utara, dengan tegangan tertinggi di GI Meulaboh (154 kV) dan terendah di GI Kisaran (131 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTGU Keramasan (2x43 MW), PLTU Meulaboh (2x110 MW), PLTU Pangkalan Susu (2x220 MW), PLTU Tarahan-Perpres 1 (2x100 MW), PLTP Ulubelu #1 (1x55 MW), PLTU Simpang Belimbing (2x113,5 MW) dan PLTG Sewa Jambi (2x100 MW).

3. Analisa aliran daya tahun 2012

Pada tahun ini akan dioperasikan sistem tegangan 275 kV pada transmisi 275 kV Lahat – Lubuk Linggau – Bangko – Muara Bungo – Kiliranjao, yang sebelumnya dioperasikan pada tegangan 150 kV. Tambahan transmisi 275 kV baru adalah Kiliranjao – Payakumbuh – Padang Sidempuan dan Payakumbuh – Garuda Sakti.

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 300 MW. Adapun transfer ke sub Sistem Riau (GI New Garuda Sakti) dari sistem 275 kV GI Payakumbuh sebesar 205 MW.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Padang Sidempuan (280 kV) dan terendah di GI Galang (271 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTU Sumbar Pesisir – Perpres 1 (2x112 MW), PLTP Ulubelu #2 (1x55 MW), PLTU Riau #1 (1x100 MW), PLTG Sewa Jambi (2x100 MW) dan PLTG Gunung Megang ST (30 MW).

4. Analisa aliran daya tahun 2013

Pada tahun ini terdapat pembangunan transmisi 275 kV baru, yaitu transmisi 275 kV Padang Sidempuan – Sarulla – Simangkok, seiring dengan beroperasinya PLTP Sarulla.

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 300 MW. Adapun transfer sistem 275 kV ke sub sistem Riau menjadi 136 MW, hal ini disebabkan telah beroperasinya PLTU Riau 200 MW.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Bangko (283 kV) dan terendah di GI Galang (266 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTA Peusangan (86 MW), PLTA Asahan III (2 x 87 MW), PLTU Pangkalan Susu – FTP2 #1 (1x200 MW), PLTU Riau #2 (1x100 MW), PLTP Hulu Lais-FTP2 #1 (1x55 MW), PLTP Sungai Penuh-FTP2 #1 (1x55MW), PLTU Banjarsari (2x100 MW), PLTU Keban Agung (2x112,5 MW), PLTP Ulubelu-FTP2 #1 (1x55 MW), PLTP Lumut Balai-FTP2 #1,2 (2x55 MW) dan PLTP Sarulla-FTP2 (220 MW).

5. Analisa aliran daya tahun 2014

Pada tahun ini terdapat pembangunan transmisi 275 kV baru, yaitu transmisi 275 kV Lahat – Muara Enim – Betung kemudian transmisi 275 kV Sungai Lilin – Bayung Lincir – Aur Duri (seiring pembangunan pembangkit PLTU MT Muara Enim, PLTU Sungai Lilin dan PLTU Bayung Lincir) serta transmisi 275 kV Muara Enim – Gumawang (segmen transmisi 150 kV Sumsel-Lampung sudah *overload*).

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 300 MW. Adapun transfer sistem 275 kV ke sub sistem Riau menjadi 230 MW dan transfer sistem 275 kV ke sub sistem Lampung sebesar 150 MW.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Padang Sidempuan (281 kV) dan terendah di GI Binjai (270 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTU Pangkalan Susu-FTP2 #2 (1x200 MW), PLTP Hulu Lais-FTP2 #2 (1x55 MW), PLTP Sungai Penuh-FTP2 #2 (1x55MW), PLTU MT Muara Enim #1 (1x300 MW), PLTU Sumbar-1 (2x100 MW), PLTU Sumsel 5 #1 (1x150 MW), PLTP Ulubelu-FTP2 #2 (1x55 MW), PLTP Lumut Balai-FTP2 #3,4 (2x55 MW), PLTP Sarulla-FTP2 (110 MW), PLTP Seulawah-FTP2 (1x55 MW) dan PLTP Rajabasa-FTP2 #1,2 (2x55 MW).

6. Analisa aliran daya tahun 2015

Pada tahun ini terdapat pembangunan transmisi 275 kV baru, yaitu transmisi 275 kV Betung – Sungai Lilin dan transmisi 275 kV Aur Duri – Rengat – New Garuda Sakti. Transmisi tersebut diatas beroperasi seiring adanya tambahan pembangkit sebesar 500 MW (PLTU MT Muara Enim - 300 MW, Sumsel-5 – 150 MW dan Sumsel-7 – 150 MW).

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 402 MW. Adapun transfer sistem 275 kV ke sub sistem Lampung sebesar 195 MW sedangkan transfer daya melalui transmisi 275 kV sub Sistem Jambi (Aur Duri) ke sub sistem Riau (Rengat) sebesar 465 MW. Setelah beroperasinya segmen transmisi 275 kV lintas timur Sumatera ini sub sistem Riau tidak lagi di pasok oleh sistem 275 kV Sumbar melainkan di pasok dari sistem 275 kV sub sistem Jambi.

Pada tahap awal pembangunan segmen transmisi 275 kV Aur Duri – Rengat ini dibangun dengan konstruksi 500 kV, yang kemudian mulai akan dioperasikan dengan sistem 500 kV setelah beroperasinya PLTU di Jambi sampai dengan 800 MW mulai tahun 2018.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Muara Enim (284 kV) dan terendah di GI Binjai (268 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTU MT Muara Enim #2 (1x300 MW), PLTU Sumsel 5

#2 (1x150 MW), PLTU Sumsel 7 #1 (1x150 MW), PLTP Rajabasa-FTP2 #3,4 (2x55 MW), PLTP Muara Labuh-FTP2 #1,2 (2x55MW), PLTP Rantau Dedap-FTP2 #1,2 (2x55 MW) dan PLTP Sarulla II-FTP2 (2x55 MW).

7. Analisa aliran daya tahun 2016

Pada tahun ini terdapat pembangunan transmisi 275 kV baru, yaitu transmisi 275 kV sub sistem NAD mulai PLTU Meulaboh – Sigli – Lhokseumawe. Transmisi 275 kV NAD ini belum perlu diinterkoneksi dengan sistem 275 kV Sumbagut-Sumbagselteng, dikarenakan aliran daya yang masih kecil. Selain transmisi di sub sistem NAD, diperlukan juga pembangunan transmisi 275 kV PLTU Cirenti – Rengat untuk mengevakuasi daya PLTU Cirenti.

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 446 MW. Adapun transfer sistem 275 kV ke sub sistem Lampung sebesar 190 MW sedangkan transfer daya melalui transmisi 275 kV sub Sistem Jambi (Aur Duri) ke sub sistem Riau (Rengat) sebesar 356 MW.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Muara Enim (281 kV) dan terendah di GI Binjai (266 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTU Meulaboh #1 (1x200 MW), PLTU MT Cirenti #1 (1x300 MW), PLTU Sumsel 7 #2 (1x150 MW), PLTP Muara Labuh-FTP2 #3,4 (2x55MW), PLTP Rantau Dedap-FTP2 #3,4 (2x55 MW), PLTA Wampu (45 MW), PLTA Lawe Mamas #1,2 (2x30 MW) dan PLTA Asahan #4,5 (2x30 MW).

8. Analisa aliran daya tahun 2017

Konfigurasi transmisi 275 kV di tahun 2017 ini sama dengan tahun 2016, tidak ada pembangunan transmisi baru maupun GI baru.

Arah aliran daya pada tahun ini adalah dari Sumbagselteng ke Sumbagut, melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan sebesar 400 MW. Adapun transfer sistem 275 kV ke sub sistem Lampung sebesar 287 MW sedangkan transfer daya melalui transmisi 275 kV sub Sistem Jambi (Aur Duri) ke sub sistem Riau (Rengat) sebesar 180 MW.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, yaitu tertinggi di GI Pangkalan Susu (282 kV) dan terendah di GI Galang (268 kV). Tambahan pembangkit baru di sistem Sumatera antara lain PLTA Merangin #1 (175 MW), PLTU Meulaboh

#2 (1x200 MW), PLTU MT Cirenti #2 (1x300 MW), PLTU Sumut-2 (2x112,5 MW), PLTP Sorik Merapi (55 MW) dan PLTA Lawe Mamas #3 (1x30 MW).

9. Analisa aliran daya tahun 2018

Pada tahun ini transmisi 500 kV dari PLTU Jambi – Aur Duri – New Garuda Sakti – Rantau Prapat – Tebing Tinggi – Belawan sudah beroperasi, seiring dengan beroperasinya PLTU Jambi unit #1 (1 x 400 MW)

Arah aliran daya masih dari selatan ke utara, dengan transfer daya sebesar 71.4 MW melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan dan sebesar 680 MW melalui transmisi 500 kV New Garuda Sakti – Rantau Prapat. Transfer daya ke utara yang melalui transmisi 275 kV turun dari 400 MW pada tahun 2017 menjadi 71.4 MW pada tahun 2018, dikarenakan beroperasinya transmisi 500 kV ke arah Sumbagut. Transfer daya dari sub sistem Jambi ke Sub sistem Riau melalui transmisi 500 kV Aur Duri – New Garuda Sakti sebesar 680 MW. Kebutuhan reaktor dengan beroperasinya transmisi 500 kV adalah sebesar 275 MVAR di Rantau Prapat, New Garuda Sakti 900 MVAR dan Aur Duri sebesar 100 MVAR.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GI Padang Sidempuan (285 kV) dan terendah di GI Binjai (273 kV) sementara itu tegangan sistem 500 kV tertinggi di Aur Duri dan Rantau Prapat sebesar 515 kV sedangkan terendah di GI New Garuda Sakti sebesar 504 kV. Tambahan pembangkit baru antara lain PLTU MT Jambi #1 (1x400 MW), PLTA Merangin #2 (175 MW), PLTA Tampur (428 MW) dan PLTP tersebar (130 MW).

10. Analisa aliran daya tahun 2019

Arah aliran daya masih dari selatan ke utara, dengan transfer daya sebesar 130 MW melalui transmisi 275 kV Payakumbuh – Padang Sidempuan dan sebesar 900 MW melalui transmisi 500 kV New Garuda Sakti – Rantau Prapat, sedangkan transfer daya dari sub sistem Jambi ke Sub sistem Riau melalui transmisi 500 kV Aur Duri – New Garuda Sakti sebesar 1000 MW. Kebutuhan reaktor sebesar 320 MVAR di Rantau Prapat, New Garuda Sakti 500 MVAR dan Aur Duri sebesar 150 MVAR.

Tegangan sistem 275 kV cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GI Padang Sidempuan (284 kV) dan terendah di GI Binjai (270 kV), sementara itu tegangan sistem 500 kV tertinggi di GI Aur Duri dan Rantau Prapat

sebesar 515 kV sedangkan terendah di GI New Garuda Sakti sebesar 500 kV. Tambahan pembangkit baru antara lain PLTU MT Jambi #2 (1x400 MW) dan PLTP tersebar (330 MW).

A1.9 Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi

Kebutuhan pengembangan sistem distribusi diperlukan untuk,

- Meningkatkan keandalan dan mutu tegangan pelayanan
- Perbaikan SAIDI dan SAIFI
- Menurunkan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua
- Meningkatkan penjualan tenaga listrik dengan menambah pelanggan

Proyeksi kebutuhan fisik distribusi wilayah Sumatera seperti pada Lampiran A1.9.

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Regional Sumatera

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	2,858.0	3,165.3	499.2	451,776.4
2011	3,315.9	3,597.2	598.4	480,255.5
2012	3,635.2	3,595.9	840.5	502,250.6
2013	3,883.8	3,660.0	840.9	532,695.3
2014	4,275.9	3,864.6	865.6	576,452.3
2015	4,648.2	4,047.1	874.2	612,100.2
2016	5,179.3	4,609.1	1,146.4	672,060.3
2017	5,645.8	4,797.8	979.2	734,852.9
2018	6,114.7	5,212.9	955.2	786,015.8
2019	6,518.3	5,528.2	862.6	831,796.0
2010-2019	46,075.0	42,078.1	8,462.1	6,180,255

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Regional Sumatera

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	67.5	31.6	20.6	35.2	155.0
2011	75.7	35.7	22.9	38.4	172.7
2012	86.8	36.5	26.6	39.9	189.8
2013	92.6	37.5	28.2	42.0	200.4
2014	100.6	39.9	30.6	44.7	215.7
2015	108.0	42.0	32.9	46.6	229.6
2016	119.1	47.4	37.8	51.9	256.2
2017	128.9	50.1	39.1	56.2	274.3
2018	138.9	54.4	41.3	60.1	294.7
2019	148.3	58.0	43.0	63.6	313.0
2010-2019	1,066.3	433.2	323.0	478.7	2,301.2

Dari tabel perkiraan kebutuhan distribusi regional sumatera tahun 2010-2019 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2019 direncanakan membangun JTM 46.075 kms, JTR 42.078 kms, Kapasitas gardu distribusi 8.462 MVA untuk menunjang penyambungan pelanggan sejumlah 6,2 juta.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang pengembangan sistem distribusi tersebut membutuhkan biaya total sebesar Rp 2.301 juta USD (JTM 1.066 juta USD, JTR 433 juta USD, gardu 323 juta USD, dan sambungan pelanggan 479 juta USD) dan diperkirakan setiap tahunnya dibutuhkan anggaran sebesar 230 juta USD.
- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 66,1 % tahun 2009, menjadi 76,8 % di tahun 2014 untuk regional sumatera

A1.10 Program Listrik Perdesaan

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Regional Sumatera

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	514.1	497.0	11.7	265	13,302
2011	2,970.1	2,729.2	75.1	1,199	112,799
2012	3,852.7	3,477.5	91.6	1,448	131,901
2013	3,657.2	3,260.8	89.8	1,456	122,274
2014	3,539.5	3,207.4	89.1	1,479	125,131
Total	14,533.6	13,171.8	357.2	5,847.5	505,407

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Regional Sumatera (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	92,699.1	39,609.5	26,584.1	15,472.2	3,563.0	177,927.9
2011	616,568.9	277,465.2	154,594.1	24,238.0	11,606.1	1,084,472.4
2012	871,256.8	364,616.0	205,186.7	-	62,821.8	1,503,881.3
2013	893,240.2	378,469.5	218,991.7	-	64,548.5	1,555,250.0
2014	953,237.8	406,867.9	231,746.3	-	68,970.4	1,660,822.4
Total	3,427,002.9	1,467,028.1	837,103.0	39,710.2	211,509.8	5,982,353.9

Dari tabel perkiraan kebutuhan fisik dan biaya listrik perdesaan regional Sumatera tahun 2010-2014 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2014 direncanakan membangun JTM 14.533 kms, JTR 13.171kms, Kapasitas gardu distribusi 357,2 MVA.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang kegiatan listrik perdesaan tersebut sebesar Rp 5,98 triliun (JTM Rp 3,4 triliun, JTR Rp 1,47 triliun, gardu Rp 0,8 triliun, pembnagkit dan pelanggan Rp 0,25 triliun)

- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 66,1 % (tahun 2009) menjadi 76,8 % di tahun 2014 untuk regional Sumatera .

A1.11 Program Energi Baru dan Terbarukan

Lihat Bab 4.11, halaman 96.

A1.12 Proyeksi Kebutuhan Investasi

Proyeksi kebutuhan Investasi pembangkit, transmisi dan gardu induk sistem Sumatera diberikan pada Lampiran A1.12.

LAMPIRAN A1.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

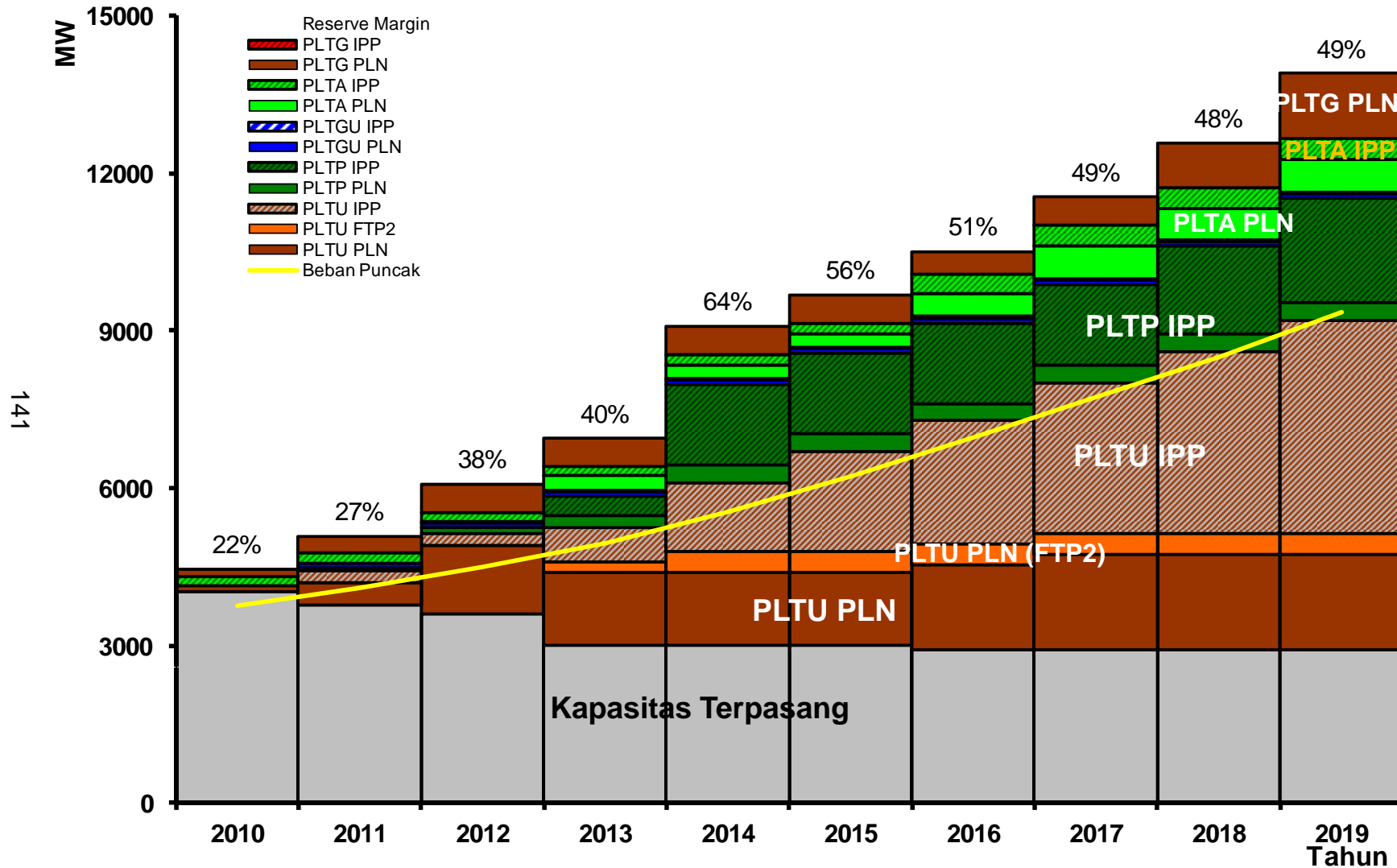
Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi Sumatera

KETERANGAN	SATUAN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energi Jual	GWh	18.602	20.355	22.368	24.772	27.837	31.329	35.247	39.298	43.448	47.987
Susut T & D	%	10,02	9,91	9,80	9,70	9,64	9,59	9,54	9,50	9,46	9,42
Energi Siap Salur TT	GWh	20.673	22.594	24.798	27.432	30.808	34.652	38.963	43.421	47.985	52.975
PS Pembangkit	%	3,50	3,50	3,51	3,50	3,50	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49
Energi Dibangkitkan	GWh	21.422	23.413	25.700	28.428	31.925	35.906	40.372	44.991	49.720	54.892
Load factor	%	65,3	65,2	65,4	65,5	65,6	65,9	66,2	66,4	66,7	67,0
Beban Puncak Sistem	MW	3.743	4.099	4.487	4.958	5.553	6.219	6.965	7.731	8.505	9.355

LAMPIRAN A1.2

NERACA DAYA SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

Grafik Neraca Daya Sistem Sumatera



Neraca Daya Sistem Sumatera [1/2]

No.	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Produksi	GW/h	21.533	23.470	25.707	28.345	31.829	35.805	40.266	44.886	49.626	54.807
	Faktor Beban	%	66	65	65	65	65	66	66	66	67	67
	Beban Puncak Bruto	MW	3.743	4.099	4.487	4.958	5.553	6.219	6.965	7.731	8.505	9.355
2	Pasokan											
	Kapasitas Terpasang	MW	4.038	3.778	3.621	3.006	3.006	3.006	2.940	2.940	2.940	2.940
	PLN	MW	3.683	3.387	3.230	2.680	2.680	2.680	2.680	2.680	2.680	2.680
	Swasta											
	Sewa	MW	95	131	131	66	66	66	-	-	-	-
	IPP	MW	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
3	Tambahan Kapasitas											
	PLN											
	On-going Project											
	Labuhan Angin #1	PLTU										
	Crash Program (Lot 2.3&Lot 3)	PLTG	105									
	Keramasan	PLTGU		86								
	Meulaboh (FTP1)	PLTU			220							
	Pangkalan Susu (FTP1)	PLTU		220	220							
	Sumbar Pesisir (FTP1)	PLTU			224							
	Tarahan (FTP1)	PLTU		100	100							
	Ulubelu #1,2	PLTP		55	55							
	Keramasan (sewa)	PLTG				-100						
	Rencana											
	New PLTG	PLTG							100	300	300	400
	Peusangan 1-2	PLTA				86						
	Asahan III (FTP2)	PLTA				174						
	Merangin	PLTA							175	175		
	Pangkalan Susu Baru (FTP2)	PLTU				200	200					
	Riau (FTP1)	PLTU			100	100						
	Meulaboh	PLTU							200	200		
	Hululais #1,2 (FTP2)	PLTP				55	55					
	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP				55	55					

Neraca Daya Sistem Sumatera [2/2]

No.	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	IPP											
	On-going Project											
	Simpang Belimbing	PLTU		227								
	Asahan I	PLTA	180									
	Rencana											
	Sewa PLTG Jambi Merang	PLTG		200	200				-200	-200		
	Gunung Megang, ST Cycle	PLTGU			30							
	Banjarsari	PLTU				200						
	Jambi (Infrastruktur)	PLTU									400	400
	Sumsel - 2 (Keban Agung)	PLTU				225						
	Sumsel - 6, Mulut Tambang	PLTU					300	300				
	Riau Mulut Tambang (Cirenti)	PLTU							300	300		
	Tarahan #1,2	PLTU									200	200
	Sumbar - 1	PLTU					200					
	Sumsel - 5	PLTU					150	150				
	Sumsel - 7	PLTU						150	150			
	Sumut - 2	PLTU								225		
	Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP				55	55					
	Lumut Balai (FTP2)	PLTP				110	110					
	Seulawah (FTP2)	PLTP					55					
	Sarulla I (FTP2)	PLTP				220	110					
	Rajabasa (FTP2)	PLTP					220					
	Muara Laboh (FTP2)	PLTP					220					
	Rantau Dedap (FTP2)	PLTP					220					
	Sarulla II (FTP2)	PLTP					110					
	Wai Ratai	PLTP										55
	Pusuk Bukit	PLTP									55	55
	Sorik Merapi (FTP2)	PLTP					55					
	Sipaholon	PLTP										55
	G. Talang	PLTP									20	
	Suoh Sekincau	PLTP									55	55
	Danau Ranau	PLTP										110
	Wampu	PLTA							45			
	Lawe Mamas	PLTA							60	30		
	Asahan #4,5	PLTA							60			
	Simpang Aur (FTP2)	PLTA					29					
4	Jumlah Pasokan (Terpasang)	MW	4.572	5.200	6.192	6.957	9.101	9.701	10.525	11.555	12.585	13.915
5	Reserve Margin (Terpasang)	%	22	27	38	40	64	56	51	49	48	49

LAMPIRAN A1.3

PROYEK-PROYEK IPP TERKENDALA SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

A1.3 Proyek-proyek IPP yg terkendala

Dalam program IPP terdapat beberapa proyek yang pelaksanaan kontrak PPTL/PPA-nya mengalami kendala, dan mereka dimasukkan dalam 3 kategori PPTL terkendala sebagai berikut :

Kategori 1: tahap operasi, yaitu proyek IPP sudah mencapai COD namun bermasalah;

Kategori 2: tahap konstruksi, yaitu proyek IPP sudah mencapai Financial Closing (FC) tapi konstruksinya bermasalah sehingga tidak kunjung mencapai COD;

Kategori 3: tahap pendanaan, yaitu proyek IPP sudah memiliki PPTL tetapi tiak kunjung mencapai Financial Closing (FC).

Pembangkit IPP yang terkendala di sistem Sumatera adalah,
PLTP Sibayak 2x5,5 MW masuk dalam kategori 1
PLTU Lampung Tengah 2x6 MW masuk dalam kategori 2
PLTU Kalianda 2x6 MW masuk dalam kategori 2
PLTU MT Banjarsari 2x100 MW masuk dalam kategori 3
PLTU Kuala Tanjung 2x100 MW masuk dalam kategori 3
PLTU MT Keban Agung 2x112,5 MW masuk dalam kategori 3
PLTP Sarulla 330 MW masuk dalam kategori 3.

Saat ini penyelesaian IPP terkendala tersebut sedang diproses oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

LAMPIRAN A1.4

NERACA ENERGI SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

Neraca Energi Sistem Interkoneksi Sumatera

(GWh)

Jenis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	5.564	8.177	10.939	11.854	13.937	16.706	19.492	24.960	27.142	31.292
Gas	6.455	7.143	8.849	8.725	7.398	7.347	6.988	4.927	5.819	5.354
HSD	4.573	3.123	1.218	65	57	90	279	574	1.287	1.295
MFO	1.420	1.258	898	-	-	-	-	-	-	-
Geot.	64	416	804	4.094	6.830	7.965	9.454	9.736	10.151	11.639
Hydro	3.457	3.353	2.999	3.607	3.607	3.697	4.053	4.689	5.227	5.227
Jumlah	21.533	23.470	25.707	28.345	31.829	35.805	40.266	44.886	49.626	54.807

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Interkoneksi Sumatera

Jenis	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	10 ³ ton	727	984	1.469	2.103	2.505	2.703	2.990	3.323	3.693	3.974
Gas	bcf	9	13	13	14	13	13	13	13	13	13
HSD	10 ³ kl	226	162	168	52	27	29	59	72	51	72
MFO	10 ³ kl	103	142	131	44	23	18	23	27	16	16
Geot.	-	-	-								
Hydro	-										

LAMPIRAN A1.5

CAPACITY BALANCE GARDU INDUK SISTEM INTERKONEKSI SUMATRA

Capacity Balance GI Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)

150

No.	Gardu Induk	Kapasitas Trafo MVA			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		
					Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	
				MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	
1	GI ALUE DUA/ LANGSA	150/20 Total	1x30 30	30	15.3 60%	15.6 61%			15.1 59%		15.9 62%		17.0 67%		18.3 72%		19.8 78%		21.1 41%	30	22.2 43%		23.3 46%		
2	GI TUALANG CUT	150/20 Total	2x10 20	20	15.4 60%	15.7 62%			15.2 60%		16.0 63%		17.1 67%		18.5 72%		20.0 78%		21.2 42%	30	22.3 44%		23.5 43%	3.7	
3	GI ALUE BATEE/ IDI	150/20 Total	1x30 30	30	16.8 66%	17.3 68%			16.9 66%		17.9 70%		19.2 75%		20.9 82%		22.8 45%	30	24.5 48%		25.9 51%		27.4 54%		
4	GI LHOKSEUMAWA	150/20 150/20 Total	2x30 30 60	30	44.8 88%	47.6 93%			39.2 77%	1b)	43.1 42%	60	48.0 47%		54.1 53%		61.1 60%		67.8 67%		74.5 73%		81.6 80%		
5	GI BIREUEN	150/20 Total	1x30 30	30	29.4 58%	30.6 60%			30.4 60%	3)	26.9 53%	4)	29.5 58%		32.6 64%		36.1 71%		39.3 77%		42.3 55%	30	45.6 60%		
6	GI SIGLI	150/20 Total	2x10 20	20	27.8 109%	29.3 69%		Up 30-10 ex Bna 30	29.4 69%		29.3 69%		32.4 76%		36.1 53%	30	40.4 59%		44.5 65%		48.3 71%		52.5 77%		
7	GI BANDA ACEH/ LAMBAROE	150/20 Total	2x30 60	60	71.2 93%	30 75%		UP 60-30 60	78.0 76%		86.4 85%		87.4 69%	5) 60 up	97.1 76%		104.5 82%		114.7 75%	60 up	127.0 83%		140.5 69%	60	
8	GI TAKENGON	150/20																							
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi) (65 kms dari Gi Bireun/ 13 kms dari Peusangan)	Total							20.7 41%	60	21.0 41%		23.2 46%		26.1 51%		29.7 58%		33.7 66%		37.5 74%		41.3 81%	45.5 89%	

Capacity Balance GI NAD (lanjutan 1)

No.	Gardu Induk	Kapasitas			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo		MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
					(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
9	GI SUBULUSSALAM	150/20																						
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi)	150/20																						
	(65 kms dari GI Sidikalang)	Total					13.1	30	13.3		14.7		16.5		18.8		21.3	30	23.7		26.1		28.8	
							51%		52%		58%		65%		74%		42%		47%		51%		56%	
10	GI MEULABOH	150/20	2x30																					
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi)	Total							34.7	60.0	38.4		43.3	30	49.2		55.7		62.1		68.4		75.3	
	dan Proyek 10.000 MW								68%		75%		57%		64%		73%		81%		89%		98%	
11	GI KUTA CANE	150/20																						
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi)	Total					11.7	30	11.9		13.1		14.8		16.8		19.1		21.2	30	23.4		25.8	
	(100 kms dari GI Sidikalang)						46%		47%		52%		58%		66%		75%		42%		46%		51%	
12	GI JANTHO	150/20																						
	(sistem Banda Aceh)	Total							9.6	30	10.4		11.6		13.0		14.6		16.2		17.6		19.3	
	(In Comer antara GI Sigli-B. Aceh)								37%		41%		45%		51%		57%		63%		69%		76%	
13	GI PANTONLABU	150/20																						
	(sistem Lhokseumawe)	Total							8.5	30	9.4		10.5		11.9		13.5		15.1		16.6		18.3	
	(In Comer antara GI A Batee-LSM)								33%		37%		41%		47%		53%		59%		65%		72%	
14	GI KRUENG RAYA	150/20																						
	(sistem Banda Aceh)	Total											9.9	30	11.4		13.2		15.0		16.8		18.9	
	(25 km dr Banda Aceh)												39%		45%		52%		59%		66%		74%	
15	GI BLANG PIDIE	150/20																						
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi)	Total							10.3	30	11.4		12.9		14.6		16.6		18.5		20.4		22.4	30
	(95 kms dari GI Meulaboh)								41%		45%		51%		57%		65%		73%		80%		44%	
16	GI TAPAK TUAN	150/20																						
	Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi)	Total							7.1	30	7.9		8.8		10.1		11.4		12.7		14.0		15.4	
	(65 kms dari GI Blang Pidie)								28%		31%		35%		39%		45%		50%		55%		60%	
	(110 kms dari GI Subulussalam)																							

Capacity Balance GI Aceh (lanjutan 2)

No.	Gardu Induk	Kapabilitas			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo		MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
					(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
17	GI COT TRUENG (sistem Lhokseumawe) (3 kms In Comer GI LSM-Bireuen)	150/20 Total							8.9 18%	30	9.7 38%		10.7 42%		12.0 47%		13.4 53%		14.8 58%		16.0 63%		17.4 68%	
20	GI BLANG KJEREN Pengganti PLTD Isolated (Dedieselisasi) (87 kms dari PLTA Peusangan 2)	150/20 Total											5.6 22%	30 16)	6.3 25%		7.2 28%		8.0 31%		8.8 35%		9.7 38%	
21	GI SAMALANGA (sistem Lhokseumawe) (2 kms In Comer GI Bireuen-Sigli)	150/20 Total									8.5 33%	30 17)	9.2 36%		10.0 39%		10.9 43%		11.7 46%		12.4 49%		13.2 52%	
Total Beban GI					221 0	30	278 0	210	349 0	210	382 0	90	431 0	150	481 0	30	535 0	60	590 0	150	645 0	30	704 0	94
TOTAL PEAK GI					221		278		349		382		431		481		535		590		645		704	
TOTAL PEAK SISTEM					221		278		349		382		431		481		535		590		645		704	
DIVERSITY FACTOR					1.0		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0		1.0	

Capacity Balance GI Sumut

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
				(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	PAYA PASIR	150/20	60	16.2 32%		17.6 35%		19.1 37%		21.2 42%		23.7 46%		26.6 52%		30.0 59%		33.5 66%		37.1 73%		41.1 80%	
2	PAYA GELI	150/20	60																				
		150/20	60																				
		Total	120	104.0 68%	60	112.5 74%		121.1 79%		100.4 66%		111.8 73%		124.9 61%	60	140.1 69%		155.8 76%		171.7 84%		189.1 74%	60
3	TITI KUNING	150/20	60																				
		150/20	60																				
		150/20	60																				
		Total	180	95.8 63%		104.0 68%		112.2 73%		124.4 81%		139.0 68%	60	155.6 76%		175.1 86%		195.2 77%	60	215.9 85%		238.3 78%	60
4	SEI ROTAN	150/20	60																				
		150/20	31.5																				
		Total	91.5	60.0 77%		64.8 83%		69.6 54%	60	76.8 60%		85.3 66%		95.1 74%		106.5 83%		118.2 77%	up 31.5 - 60 60	130.0 85%		142.8 70%	60
5	TEBING TINGGI	150/20	30																				
		150/20	30																				
		Total	60	56.1 110%		60.7 59%	120	65.2 64%		72.0 71%		80.1 79%		89.4 88%		100.2 65%	60.0	111.3 73%		122.6 60%	60.0	134.8 59%	
6	KUALA TANJUNG	150/20	0																				
		150/20	60																				
		150/20	60																				
		Total	120	43.5 43%		46.6 46%		49.8 49%		54.5 53%		60.2 59%		66.6 65%		74.1 73%		81.7 80%		89.3 58%	60	97.4 64%	
7	KISARAN	150/20	30																				
		150/20	31.5																				
		Total	61.5	66.3 64%	60	71.0 69%		75.6 73%		82.7 64%	60.0	91.1 71%		100.7 78%		111.7 62%	60.0	122.9 60%		134.1 87%		146.0 71%	60.0
8	P.SIANTAR	150/20	30																				
		150/20	60																				
		Total	90	66.4 87%		70.9 93%		79.9 63%	60	87.2 68%		95.8 75%		105.5 83%		116.8 76%	Up 30 - 60 60	128.1 84%		139.3 68%	60	151.3 74%	
9	MABAR	150/20																					
		Total	87.5 87.5	18.0 24%		19.8 27%		21.7 29%		24.4 33%		27.7 37%		31.4 42%		35.9 48%		40.6 55%		45.5 61%		51.0 69%	
10	GLUGUR	150/20	60																				
		Total	120	112.4 110%		123.5 81%	60.0	135.0 88%		151.5 74%	60.0	171.4 84%		194.3 76%	60.0	221.4 87%		249.9 70%	120.0	279.8 78%		312.7 88%	

Capacity Balance GI Sumut (*lanjutan 1*)

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	
				(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	
11	LABUHAN	150/20	31.5	17.7 23%	60.0	19.1 25%		20.6 26%		22.7 29%		25.3 32%		28.2 41%		31.6 41%		35.1 45%		38.6 50%		42.5 55%		
12	PORSEA	150/20	20	11.4 67%			12.2 72%		13.0 77%		14.3 84%		15.8 37%	30.0	17.5 41%		19.4 46%		21.4 50%		23.4 55%		25.5 60%	
13	BRASTAGI	150/20 150/20 Total	30 20 50	30.0 71%			32.2 76%		34.4 81%		37.8 49%	60.0	41.7 55%		46.2 60%		51.5 67%		56.8 74%		62.1 81%		67.9 53%	
14	BINJAI	150/20 Total	60 60 120		92.6 91%		102.2 67%	60.0	112.2 73%		126.5 83%		143.8 70%	60.0	140.9 69%	Alih ke Tanjung Pura 20 MW		152.1 75%		164.5 81%		190.4 75%	60.0	213.0 84%
15	P.BRANDAN	150/20 150/20 Total	30 10 40		35.0 59%		37.7 74%		40.3 68%		44.2 74%		48.9 82%		47.7 80%		53.2 48%	up 10 - 60 60.0		58.8 53%		64.5 63%		70.6 69%
16	R.PRAPAT by untuk capacitor	150/20 150/20 150/20 Total	30.0 10.0 31.5 71.5		57.7 95%		61.9 60%	up 30 - 60 60.0	66.0 64%		72.3 70%		79.9 77%		88.4 57%	up 30 - 60 60.0	98.3 64%	108.4 84%		118.4 66%	60.0	129.2 72%		
17	SIDIKALANG	150/20 Total	20 20		17.9 105%	Up 10-30 30.0	19.0 45%	30.0	20.2 47%		22.0 52%		24.1 57%		26.6 63%		29.4 69%		32.2 76%		35.0 37%	60.0	37.9 41%	
18	GUNUNG PARA	150/20	10.0		6.2 24%		6.6 26%		8.6 34%		9.4 37%		10.3 41%		11.4 45%		12.6 49%		13.8 54%		15.0 59%		16.3 64%	
19	TARUTUNG	150/20 150/20 Total	10 10 20		16.3 96%		17.3 51%	Up 10 - 30 30.0	18.3 54%		20.0 59%		21.9 64%		24.1 71%		26.6 78%		29.1 49%	30.0	31.6 53%		34.2 58%	
20	S I B O L G A	150/20 150/20 Total	30 10 40		29.0 85%		31.3 53%	30.0	33.5 56%		36.8 62%		40.8 69%		45.4 76%		50.7 60%	up 10 - 30 30.0	56.0 66%		61.5 80%		67.4 53%	
21	P.SIDIMPUAN	150/20 150/20 Total	30 30 60		46.8 92%		50.1 65%	30.0	53.2 70%		51.5 67%		56.7 74%		62.6 49%	up 30 - 60 60.0	69.4 54%		76.2 75%		83.1 81%		90.4 59%	
22	PERBAUNGAN	150/20	31.5		36.5 70%		40.1 77%		43.9 84%		49.2 48%	60.0	55.7 54%		63.1 61%		71.9 70%		81.2 79%		90.9 59%	60.0	101.6 66%	

Capacity Balance GI Sumut (*lanjutan 2*)

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo		
			MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)		
23	KIM	150/20	60																				
		Total	120	59.4 39%	60.0	65.5 43%		71.9 47%		81.0 53%		91.9 60%		104.7 68%	119.7 78%		135.6 66%	60.0	152.4 75%		171.0 84%		
24	NAMURAMBE	150/20	60	49.0 96%		53.4 52%	60.0	57.8 57%		64.2 63%		71.9 71%		80.8 79%	91.2 60%	60.0	101.9 67%		113.0 74%		125.1 82%		
25	T. MORAWA	150/20	60	48.4 95%		53.2 52%	60.0	58.1 57%		65.2 64%		73.8 72%		83.6 55%	60.0	95.3 62%		107.6 70%		120.4 79%	134.6 66%	60	
26	TELE	150/20	10	8.7 34%	30.0	9.3 37%		9.9 39%		10.8 42%		11.8 46%		13.0 51%		14.4 56%		15.8 62%		17.1 67%	18.6 73%		
27	LAMHOTMA	150/20	20	11.0 65%		11.8 70%		12.7 75%		13.9 33%	30.0	15.4 36%		17.2 40%		19.2 45%		21.2 50%		23.3 55%	25.5 60%		
28	DENAI	150/20	60																				
		Total	60	58.5 57%	60.0	63.8 63%		69.2 68%		77.1 76%		86.5 57%	60.0	97.4 64%		110.1 72%		123.3 81%		137.0 67%	60.0	152.0 75%	
29	SICANANG	150/20	30	0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%		0.00 0%	
30	A. KANOPAN	150/20	20	18.4 43%	30.0	19.7 46%		21.1 50%		23.1 54%		25.5 60%		28.2 66%		31.4 74%		34.6 81%	30.0	37.8 56%	41.2 61%		
31	GUNUNG TUA	150/20	10	10.5 41%	30.0	11.3 44%		12.0 47%		13.2 52%		14.5 57%		16.1 63%		17.9 70%		19.7 77%	30.0	21.5 42%	23.4 46%		
32	GIS LISTRIK	150/20	60																				
		Total	60	44.5 44%	60.0	48.9 48%		53.5 52%		60.1 59%		68.0 67%	dari Binnjai dan Pbdan		77.2 76%		88.1 86%	99.5 65%	60.0	111.5 73%	124.8 82%		
33	TANJUNG PURA	150/20	60											29.4 58%		42.6 84%		56.1 55%	60.0	57.5 56%	65.0 64%		

Capacity Balance GI Sumut (lanjutan 3)

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
				(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
34	KOTA PINANG	150/20	30	10.6 41%		11.4 45%		12.2 48%		13.4 53%		14.8 58%		16.5 65%		18.4 72%		20.4 80%		22.3 44%	30.0	24.5 48%	
35	PENYABUNGAN	150/20	30							6.7 26%		7.4 29%		8.2 32%		9.1 36%		10.0 39%		11.0 43%		12.0 47%	
36	DOLOK SANGGUL	150/20	30			9.1 36%		9.6 38%		10.5 41%		11.6 45%		12.7 50%		14.1 55%		15.4 61%		16.8 66%		18.2 72%	
37	KUALA NAMU	150/20	30			9.1 36%		10.0 39%		11.3 44%		12.9 50%		14.7 58%		16.8 66%		19.1 75%		21.5 42%	30.0	24.2 48%	
38	PANCOR BATU	150/20	60							33.5 66%		37.3 73%		41.6 82%		46.7 91%		51.8 51%	60.0	57.1 56%		62.9 62%	
	TOTAL PEAK GI		2,315.0	1,441.5		1,572.6		1,695.0		1,870.3		2,080.9		2,322.8		2,605.3		2,896.6		3,195.3		3,520.3	
	Peak Load Big Customer (14)			86.4		85.0		83.7		84.5		86.6		89.3		92.0		93.9		95.2		96.3	
	- PT Grouth Sumatera	150/20		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0		44.0	
	- PT Gunung Gahapi	150/20		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0		34.0	
	TOTAL PEAK GI umum			1,355.1		1,487.6		1,611.3		1,785.8		1,994.3		2,233.5		2,513.4		2,802.7		3,100.1		3,423.9	
	TOTAL PEAK SISTEM INT			1,413.2		1,541.8		1,661.8		1,833.6		2,040.1		2,277.2		2,554.3		2,839.8		3,132.6		3,451.2	
	DIVERSITY FACTOR			1.020		1.020		1.020		1.020		1.020		1.020		1.020		1.020		1.020		1.020	

Capacity Balance GI Sumbar

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
			MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	MANINJAU	150/20	20	10.5 62%		11.1 65%		11.8 69%		13.0 76%		14.5 34%	30	16.2 38%		18.1 43%		19.9 47%		21.6 51%		23.5 55%	
2	PADANG PANJANG	150/20	30	9.6 38%		10.1 40%		10.7 42%		11.7 46%		13.0 51%		14.6 57%		16.1 63%		17.7 69%		19.2 75%		20.7 81%	
3	PADANG LUAR	150/20 150/20 Total	20 30 50		Up-Rating 20 MVA ke 60 MVA					32.0 71%	60	33.9 44%		37.1 49%	41.3 54%	46.3 61%	51.4 67%	56.3 74%		61.1 80%		66.2 87%	
4	PAYAKUMBUH	150/20	30	25.8 101%		27.7 54%	30	29.8 59%		33.3 65%		37.7 74%		43.0 42%	60	48.6 48%		54.2 53%		59.8 59%		66.0 65%	
5	PIP	150/20 150/20 Total	20 30 50			27.4 65%		28.7 68%		30.2 71%		32.9 77%		36.4 39%	60	75.4 52%	60	64.0 44%		69.7 48%		75.1 52%	80.8 56%
6	PAUH LIMO	150/20 150/20 Total	10 30 40			49.1 64%		53.0 69%		57.4 75%		64.3 84%		73.2 96%		66.4 87%	54.4 71%	61.0 80%		67.7 53%	60.00	74.9 59%	
7	SIMPANG HARU	150/20 150/20 Total	42 42 84			59.1 83%		63.1 88%		67.7 95%		75.1 61%	60	84.8 69%		78.7 64%	88.4 72%	98.2 80%		107.9 88%	60	118.4 97%	
8	LUBUK ALUNG	150/20 150/20 Total	20 10 30			19.4 46%		20.3 48%		21.3 50%		23.2 55%		25.7 60%		28.6 67%	31.5 74%	34.3 81%		36.9 54%	30.0	39.7 58%	
9	INDARUNG	Total	150	82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%		82.4 65%	

158

158

Capacity Balance GI Riau

159

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
				(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	KOTO PANJANG	150/20 Total	20 20	16.9 99%		8.2 48%	Alih bbn Psr Pang	8.7 51%		9.5 56%		10.5 62%		11.7 69%		13.0 76%		14.3 34%	30	15.7 37%		17.15 40%	
2	BANGKINANG	150/20	30	18.9 74%		20.5 80%		22.4 44%	30.0 Trf Baru	25.1 49%		28.7 56%		33.3 65%		38.4 75%		44.1 58%	60 Up rating	50.2 66%		57.18 75%	
3	GARUDA SAKTI	150/20 150/21 Total	50 50 100	106.0 78%	60.0 Trf Baru	111.7 82%		108.0 79%		116.6 86%		121.4 89%	Alih bbn New GS	116.3 85%		116.3 85%		116.3 85%		116.3 85%		116.28 85%	
4	TELUK LEMBU	150/20 150/20 Total	30 60 90	107.9 106%		95.3 93%	Alih bbn Psr Pth	95.3 93%		95.3 93%		95.3 93%		95.3 93%		95.3 93%		95.3 93%		95.3 93%		95.32 93%	
5	DURI	150/20 Total	30 30	39.0 77%		42.7 84%		47.0 61%	60.0 Up rating	53.3 70%		60.9 80%		70.5 69%	60.0 Up rating	81.4 80%		91.8 60%	60.0	84.3 55%	Alih Bbn Kandis	93.48 61%	
6	DUMAI	150/19 Total	30 30	36.1 71%		39.8 78%		44.3 58%	60.0 Up rating	50.6 66%		58.9 77%		68.2 54%	60.0	64.0 50%	Alih Bbn KID	73.2 57%		82.8 46%	60.0 Up rating	93.79 61%	
7	BAGAN BATU	150/20 Total	10 10	12.8 50%	20 Relokasi	13.8 54%		15.1 59%		16.9 66%		19.4 76%		22.0 52%	30.0 Up	25.0 59%		28.2 66%		31.5 74%		35.22 52%	30.00
8	TELUK KUANTAN	150/20 Total	10 10	12.5 74%		13.7 81%		15.1 44%	30.0 Up Ratin	17.1 50%		19.6 58%		22.6 67%		26.2 77%		30.0 59%	30.0	34.2 67%		38.93 76%	
9	PASIR PUTIH <i>T/L GIGS-PSR PTH (25kmr)</i> <i>Alih Bbn dr GI Tlk Lembu</i>	150/20	0			19.5 38%	60 GI Baru	27.8 54%		31.7 62%		45.3 44%	60 Trf baru	60.9 60%		77.8 76%		94.4 62%	60 Trf baru	110.8 72%		127.40 83%	
11	PASIR PANGARAYAN <i>T/L GIGS-PSR PTH (110kmr)</i> <i>Alih Bbn Koto Panjang</i>	150/20	0			10.1 40%	30 GI Baru	11.3 44%		12.9 51%		15.1 59%		17.7 69%		20.3 40%	30 Trf Baru	23.3 46%		26.3 52%		29.85 59%	

Capacity Balance GI Riau (lanjutan)

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)
12	RENGAT T/L 150kV TLK - Rengat (100 kmr) <i>Dedieselisasi</i>	150/20 Total	0 0			19.5 38%	60 GI Baru	21.3 42%		23.9 47%		27.3 53%		30.9 61%		34.8 68%		39.0 77%		43.3 57%	30 Trf Baru	48.07 63%	
17	KIT TENAYAN T/L 150kV Psr pth-Tenayan (25kmr) <i>Alih Bbn GI GS</i>	150/20 Total	0 0					10.7 42%	30 GI Baru	13.0 51%		16.0 63%		19.8 78%		25.5 50%	30 Trf Baru	32.5 64%		41.2 81%		47.94 63%	30 Trf Baru
13	TEMBILAHAN T/L 150kV Rengat - Tmbilhan (110kmr) <i>Dedieselisasi</i>	150/20 Total	0 0					13.0 51%	30 GI Baru	14.7 58%		16.9 66%		19.3 76%		21.9 43%	30 Trf Baru	24.7 48%		27.6 54%		30.82 60%	
14	BAGAN SIAP-API T/L 150kV Dumai - Bagan S (67kmr) <i>Dedieselisasi</i>	150/20 Total	0 0					8.8 35%	30 GI Baru	10.0 39%		11.4 45%		13.0 51%		14.7 58%		16.6 65%		18.5 72%		20.57 40%	30 Trf Baru
10	NEW GARUDA SAKTI T/L 150kV GI GS - New GS (25kmr) <i>Alih BBN GI GS</i>	150/20 Total	0 0											16.8		27.9 55%	60 GI Baru	37.5 74%		45.3 44%	60 Trf baru	55.42 54%	
15	PANGKALAN KERINCI T/L 150kV Psr Pth - Pk Krnci (75kmr) <i>Alih BBN Psr Pth</i>	150/20 Total	0 0							8.7 34%	30 GI Baru	10.2 40%		12.1 47%		14.3 56%		16.9 66%		19.6 77%		22.58 44%	30 Trf Baru
18	PERAWANG T/L Incomer Tenayan-Siak (35 kmr) <i>Alih BBN GI GS</i>	150/20 Total	0 0									6.66 26%	30 GI Baru	7.90 31%		9.36 37%		10.99 43%		12.8 50%		15 58%	
16	GI SIAK SRI INDRA PURA T/L 150kV Tenayan - Siak S (60kmr) <i>Dedieselisasi</i>	150/20 Total	0 0									11.6 46%	30 GI Baru	13.5 53%		15.5 61%		17.8 70%		20.2 79%		22.93 45%	30 Trf Baru
19	KID DUMAI T/L 150kV GI Dumai - KID (28kmr) <i>Alih BBN GI Dumai</i>	150/20 Total	0 0													14.7 58%	30 GI Baru	17.3 68%		20.2 79%		23.48 46%	30 Trf Baru
20	GI KANDIS Phi Connection TL 150kV GS - Duri <i>Alih BBN GI Duri</i>	150/20 Total	0 0																	18.3 72%	30 GI Baru	21.05 83%	
	TOTAL PEAK GI TOTAL PEAK SISTEM DIVERSITY FACTOR			350.21 347.87 1.01	80	394.88 392.24 1.01	150	448.94 445.94 1.01	270	499.30 495.97 1.01	30	575.17 571.33 1.01	120	651.73 647.38 1.01	150	736.40 731.48 1.01	180	824.18 818.67 1.01	240	914.52 908.41 1.01	180	1,012.38 1,006.14 1.01	180

Capacity Balance GI S2JB

161

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add
				Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo
				(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	BUKITSIGUNTANG Rencana PTM thn 2009	70/12	15																								
		70/20	15																								
		Total	30	24.31 95%		25.34 99%		26.3 103%		28.2 74%	30 Up	30.6 80%		26.3 69%		29.6 77%		29.1 76%		37.4 98%		31.9 83%		34.97 91%		34.92 91%	
2	TALANG RATU	70/12	10																								
		70/12	5																								
		70/20	10																								
		70/20	10																								
		Total	30	23.31 91%		24.80 97%		25.47 100%		26.98 106%		17.95 70%		19.89 78%		21.94 86%		12.88 51%		14.16 56%		15.29 60%		16.23 64%		22.40 88%	
3	SEDUDUK PUTIH	70/12	15																								
		70/20	30																								
		Total	45	28.48 74%		29.99 78%		37.0 97%		40.1 105%		26.3 69%		29.8 78%		33.9 89%		25.6 67%		29.1 76%		32.6 85%		36.01 94%		20.07 52%	
4	SUNGAI JUARO	70/12	15																								
		70/20	20																								
		Total	35	19.44 65%		20.47 69%		25.2 85%		27.2 92%		17.9 60%		20.3 68%		23.0 77%		26.1 88%		23.8 80%		26.6 89%		29.38 99%		27.47 92%	
5	BOOM BARU 70 kV	70/12																									
		70/20	30																								
		Total	30	26.08 102%		27.46 108%		33.7 88%	15	36.3 95%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%	
	BOOM BARU 150 kV	150/20	60																								
		60	60																								
		120	120									74.1 72.6%		91.7 59.9%	60	103.4 67.6%		129.7 63.6%	60	152.4 74.7%		136.8 67.1%		145.78 71.5%		135.20 66.3%	
6	BUNGARAN	70/12	5																								
		70/12	5																								
		70/20	15																								
		70/20	10																								
		Total	35	24.57 83%		20.38 69%		18.9 64%		20.3 68%		22.0 74%		24.7 83%		25.8 87%		26.9 90%		29.3 98%		24.4 82%		26.14 88%		28.42 96%	
7	SUNGAI KEDUKAN - Trafo II 15 MVA (Step up : Pertamina)	70/12	10																								
		70/20	15																								
		Total	10	4.16 49%		4.38 52%		10.9 51%		11.3 53%		11.8 55%		12.7 60%		15.5 73%		19.0 89%		21.6 101%		16.0 75%		16.65 78%		17.40 82%	
8	KERAMASAN Sudah realisasi trafo 60 MVA 01/12/2008, posisi desember 2008 belum berbeban	70/12	15																								
		70/12	10																								
		150/20	60																								
		Total	25	14.77 69%		21.04 41%		25.3 50%		26.7 52%		28.5 56%		31.5 62%		34.9 68%		38.6 76%		42.7 42%	60	46.6 46%		50.24 49%		54.61 54%	

Capacity Balance GI S2JB (lanjutan 1)

162

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)
9	TALANG KELAPA	150/20	30	25.23		26.57	60	41.4		44.3		36.2		40.6		45.4	60	62.1		69.3		76.2		82.49		92.79	60
	desember 2008,posisi desember 2008 belum berbeban		30	99%		52%	Up	81%		87%		71%		80%		45%		61%		68%		75%		81%		61%	
10	BORANG	150/20	15																								
	(Cabang blm perlu uprating)	Total	15	11.03		6.60		8.1	30	8.7		9.4		10.6		11.9		13.3		15.0		16.7		18.23		20.14	
	(Beban ditarik ke PLTMG Sako)			87%		52%		32%		34%		37%		28%		31%		35%		39%		65.3%		71%		79%	
	(Gl. Sddk Pth/Siguntang/TI.Ratu)																										
11	MARIANA	150/20	16	14.05		14.79	16	18.1		19.4		21.0		23.6	30	26.6		29.9		33.6		37.3		40.83		45.10	30
	des 08, posisi des 08 belum	150/20		103%		54%		66%		71%		77%		45%		50%		57%		64%		71%		77%		58%	
12	SIMPANG TIGA	150/20																									
		150/20	60																								
		Total	60	30.39		31.99		39.1		42.1		45.8	60	51.5		58.0		65.4		73.7		60.6		66.58		74.00	
				60%		63%		77%		83%		45%		51%		57%		64%		72%		59%		65%		73%	
13	PRABUMULIH	150/20																									
		150/20	30																								
		Total	30	20.75		21.85		26.9		29.2	30	32.0		36.2		41.1		46.7	30	53.0		59.3		65.58	60	73.12	
				81%		86%		106%		57%		63%		71%		81%		61%		69%		78%		51%		72%	
14	BUKIT ASAM	150/20	60																								
	manuver ke Gunung Megang	150/20	60																								
	jupiter = 1.5 MW	Total	120	38.32		34.85		42.3		45.3		48.9		54.7		61.2		68.5		76.7		84.6	60	92.23		101.41	
				38%		34%		42%		44%		48%		54%		60%		67%		75%		55%		60%		66%	
15	BATURAJA	150/20	30																								
	Baru diusulkan di 2009, tambah	150/20	30																								
	trafo tahun 2011	Total	60	46.20		48.64		59.4		63.8	60	69.2		68.4		77.2		87.1		98.1	60	109.1		119.58		132.40	
				91%		95%		116%		63%		68%		67%		76%		85%		77%		86%		94%		104%	

Capacity Balance GI S2JB (lanjutan 2)

163

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)
			MVA																								
16	LAHAT	150/20	10																								
		150/20	20																								
		Total	30	19.30 76%		20.32 80%		24.8 97%		26.7 63%	30 UP 10 - 30	29.0 68%		26.1 61%		29.6 70%		33.6 79%		38.1 50%	60 up 20 - 60	42.5 56%		46.77 61%		52.03 68%	
17	PAGAR ALAM	150/20	10																								
		150/20	15																								
		Total	25	17.29 81%		18.21 86%		22.1 104%		23.6 62%	30 UP 10 - 30	25.5 67%		24.2 63%		27.2 71%		30.6 80%		34.4 45%	60 Up 15 MVA	38.1 50%		41.66 54%		45.98 60%	
18	LUBUKLINGGAU	150/20	30																								
		20		33.13 78%		34.89 82%		42.8 101%		46.2 60%	60 UP 20 - 60	50.3 66%		54.6 71%		49.8 65%		56.6 74%		64.3 50%	60	71.9 56%		79.33 62%		88.45 69%	
19	BETUNG	150/20	20	17.21 101%		18.12 71%	30 Up	22.1 87%	SKI P3B	23.8 47%	30	10.3 20%		12.0 24%		13.7 27%		15.6 31%		17.7 35%		19.7 39%		21.51 42%		23.98 47%	
20	GUMAWANG	150/20	30	14.56 57%		15.33 60%		18.7 37%	30 SKI P3B	20.1 39%		21.8 43%		24.5 48%		27.5 54%		31.0 61%		34.8 68%		38.6 76%		42.31 83%		46.74 46%	60
21	GUNUNG MEGANG	150/20	30			5.50 22%		6.7 26%		7.2 28%		7.8 31%		8.8 34%		9.9 39%		11.1 44%		12.5 49%		13.9 54%		15.18 60%		16.77 66%	
	beban baru Gng mgng.p. pluto = 5 MW																										
	USULAN GI BARU 150/20 kV																										
1	JAKABARING / KEDUKAN EXT diundur 2017	150/20	30																			15.2 59%		17.21 67%		19.50 76%	
2	KAYU AGUNG diundur 2017	150/20	60																			21.2 42%		23.24 46%		25.40 50%	
3	TANJUNG API-API	150/20	30																								
		150/20	30																								
		Total	30									17.7 69%		19.7 77%		22.2 87%		25.1 49%	30	28.5 56%		32.0 63%		35.67 70%		36.11 71%	

Capacity Balance GI S2JB (lanjutan 3)

164

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load (MW)	Add Traf (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)
4	SUNGAI LILIN	150/20	30									10.2		17.4		19.1		21.0	30	23.2		25.3		27.47		29.75	
5	MUARA DUA	150/20	30									0%		dari GI Baturaja 3.7		9.3		10.2		11.3		12.4		13.6		14.70	
6	MUARA RUPIT	150/20	30											dari GI Sarolangun (150 kV) 65 km 15%		36%		40%		44%		49%		53%		58%	
7	SEKAYU	150/20	30									dari GI Betung 16.1		0%		12.5		14.1		15.8		17.6		19.45		21.46	30
8	TEBING TINGGI	150/20	30									63%		11.2		44%		14.1		15.4		16.9		18.2		19.60	
9	GIS Kota I	150/20	120											13.0		51%		15.4		16.9		18.2		19.60		21.03	
10	GIS Kota II	150/20	60																	0.0%		42.6		51.60		109.18	60
	Total Kap. Terpasang GI		MVA			872		967		1,087		1,327		1,492		1,612		1,612		1,942		2,032		2,032		2,122	
	TOTAL PEAK GI		MW	452.58		471.52		575.25		617.31		673.51		746.16		843.65		944.53		1066.54		1182.74		1294.92		1430.11	

165

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		
		Trafo	MVA	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak Load (MW)	Add Trafo (MVA)	
			MVA																									
1	SUKAMERINDU	70/20 70/20 70/20	15 15 30																									
		Total	60	46.93 92%		Uprating15 ke 30 MVA (SKI P3B)	47.76 75%	30	56.6 89%		57.1 90%		60.8 95%		38.9 61%		44.0 69%		50.0 78%		56.3 55%	60	63.3 55%		70.07 61%		78.17 68%	
2	PEKALONGAN	70/20 70/20 150/20	5 10 30																									
		Total	15	13.49 53%			13.85 54%		16.6 65%		18.2 71%		19.5 77%		22.1 43%	30	25.2 49%		29.0 57%		32.9 64%		37.4 73%		41.73 55%	30	47.00 61%	
3	TES	70/20	5	2.55 60%			2.59 61%		3.1 72%		3.3 78%		3.5 82%		3.9 46%	5	4.4 52%		5.0 58%		5.6 65%		6.2 73%		6.86 81%		6.17 73%	
4	Suplai lgs dr PLTD ke sistem 20 kV			-		-								-			-		-		-		-		-			
1	USULAN GI BARU 150/20 KV MANNA / MASSAT (Terkait dg pembangunan PLTU 2 x 6 MW)	150/20	30	- 0%			0%		0.00 0%		11.2 44%		11.7 46%		12.7 50%		14.0 55%		15.4 60%		17.0 67%		18.6 73%		19.59 77%		21.90 43%	30
2	Muko-Muko	150/20	20	-		-			0%		0%		0%		6.0 36%		6.4 38%		6.9 41%		7.4 44%		7.9 46%		8.29 49%		8.72 51%	
3	Sukamerindu 2 / Pulau Baai	150/20 150/20 Total	30 30 60				0%		0.00 0%		0%		0%		29.4 58%		33.2 65%		37.7 74%		42.5 55%	30	47.8 62%		52.88 69%		59.00 77%	
	Total Kap. Terpasang GI Total Kap.Terpasang Pembangkit		MVA MW	95 -		110 -		110 -		140 -		140 -		225 -		225 -		225 -		225 -		270 -		270 -		270 -		

Capacity Balance GI S2JB (lanjutan 5)

166

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Traf	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
			MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	JAMBI (AUR DURI)	150/20	30																								
		Total	60	37.28		26.93		33.3		36.4		29.1		33.5		39.1		45.8	30	52.7		59.2		66.46	Up 30 MVA	74.46	
				73%		53%		65%		71%		57%		66%		77%		60%		69%		77%		65%	60	73%	
2	PAYO SELINCAH (BATANG HARI PLTD)	150/20	60																								
		150/20	60																								
		Total	120	66.83		58.72		71.3		76.9		83.0		92.7	60	105.1		119.8		135.0	60	149.3		164.12		180.19	60
				66%		58%		70%		75%		81%		61%		69%		78%		66%		73%		80%		71%	
3	MUARA BUNGO	150/20	30	23.17		22.35		26.8		28.5		30.3		33.4		37.4		42.1	30	46.9		51.3		55.60		60.24	
		30		91%		44%		52%		56%		59%		66%		73%		55%		61%		67%		73%		79%	
		60																									
4	BANGKO	150/20	30	21.09		20.44		24.6		26.3		17.1		19.1		21.7	30	24.8		27.8		30.6		33.16		36.02	
				83%		80%		96%		103%		67%		75%		43%		49%		55%		60%		65%		71%	
USULAN GI BARU 150/20 KV				SUDAH OPERASI MEI 2009																							
1	GI. MUARA BULIAN	150/20	30			15.89		18.4		18.9		19.6		20.8		22.6	30	24.6		26.9		29.0		30.14		31.25	
				0%		62%		72%		74%		77%		82%		44%		48%		53%		57%		59%		61%	
2	GI KUALA TUNGKAL/SABAK	150/20	30									9.8		10.7		11.9		13.2		14.6		15.8		16.99		18.24	
				0%		0%		0%		0%		38%		42%		47%		52%		57%		62%		67%		72%	
2	GI SAROLANGUN	150/20	30	0.00		0.00		0.00		0.00		11.0		12.0		13.3		14.8		16.5		18.1		19.89		21.74	30
				0%		0%		0%		0%		43%		47%		52%		58%		65%		71%		78%		43%	
Total Kap terpasang GI			MVA	240		270		270		270		330		390		390		390		390		390		390		390	
TOTAL PEAK GI			MW	148.37		144.3		174.3		187.0		206.7		233.9		263.8		299.2		335.9		370.2		404.8		442.1	

Capacity Balance GI Lampung

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		0	MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	TARAHAN	150/20	60	60		60		60		90		90		90		90		90		90		90	
	Terpasang	MW	(2x30)	51.0		51.0		51.0		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		35.3		37.7		40.3		44.2	30	45.3		46.7		48.1		49.1		49.8		50.39	
	Pembebanan Trafo	%		69.2%		73.9%		79.0%		57.78%		59.2%		61.0%		62.9%		64.2%		65.1%		65.9%	
2	TELUK BETUNG	150/20	80	120		120		120		120		120		120		120		120		120		120	
	Terpasang	MW	(1x20)	102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0	
	Beban Puncak	MW	(1x60)	69.6	60	74.4		79.5		80.8		63.3		70.9		79.8		89.0		74.7		82.59	
	Pembebanan Trafo	%		68.2%	*2)	72.9%		77.9%		79.2%		62.1%		69.6%		78.2%		87.2%		73.2%		81.0%	
3	NATAR	150/20	30	60		60		120		120		120		120		120		120		120		120	
	Terpasang	MW	(1x30)	51.0		51.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0	
	Beban Puncak	MW		40.4		43.2		46.1	60	42.1		46.9		52.5		59.1		64.2		71.1		78.58	
	Pembebanan Trafo	%		79.2%		84.6%		45.2%		41.3%		46.0%		51.5%		57.9%		63.0%		69.7%		77.0%	
4	SUTAMI	150/20	30	60		60		60		60		120		120		120		120		120		120	
	Terpasang	MW	(1x30)	51.0		51.0		51.0		51.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0		102.0	
	Beban Puncak	MW		30.7	30	32.8		35.1		38.4		42.8	60	47.9		53.9		60.1		66.5		73.58	
	Pembebanan Trafo	%		60.2%		64.3%		68.7%		75.4%		42.0%		47.0%		52.9%		58.9%		65.2%		72.1%	
5	KALIANDA	150/20	30	30		30		60		60		60		60		60		60		60		60	
	Terpasang	MW	(1x30)	25.5		25.5		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0	
	Beban Puncak	MW		20.6		22.0		23.5	30	25.8		19.3		21.6		24.3		27.1		30.0		33.14	
	Pembebanan Trafo	%		80.7%		86.3%		46.1%		50.6%		37.8%		42.3%		47.6%		53.1%		58.8%		65.0%	
6	GI TEGINENENG	Total	60	70		70		70		70		110		110		110		110		110		170	
	Terpasang	MW	(3x20)	59.5		59.5		59.5		59.5		93.5		93.5		93.5		93.5		93.5		144.5	
	Beban Puncak	MW		37.6		40.2		43.0		47.2		52.5	60	58.8		66.1		73.8		74.3		82.17	60
	Pembebanan Trafo	%		63.3%		67.6%		72.3%		79.3%		56.2%	*2)	62.9%		70.7%		78.9%		79.5%		56.9%	
7	GI ADIJAYA	Total	20	30		60		60		60		60		60		60		60		90		90	
	Terpasang	MW	(1x20)	25.5		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		20.5		21.9	30	23.4		25.7		28.6		32.0		36.0		40.2		44.5	30	49.16	
	Pembebanan Trafo	%		80.4%		43.0%		45.9%		50.4%		56.1%		62.8%		70.6%		78.8%		58.1%		64.3%	
8	GI MENGKALA	Total	20	50		50		80		80		80		80		80		80		80		110	
	Terpasang	MW	(1x20)	42.5		42.5		68.0		68.0		68.0		68.0		68.0		68.0		68.0		93.5	
	Beban Puncak	MW		31.6		33.7		36.1	30	39.6		44.0		36.1		40.3		45.0		49.8		55.03	30
	Pembebanan Trafo	%		74.3%		79.4%		53.0%		58.2%		64.7%		53.1%		59.3%		66.1%		73.2%		58.9%	
9	GI SRIBAWONO	150/20	20	50		50		50		90		90		90		90		90		90		150	
	Terpasang	MW	(1x20)	42.5		42.5		42.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		127.5	
	Beban Puncak	MW		30.8		33.0		35.2		38.7	60	40.7		45.5		51.2		57.1		55.9		61.82	60
	Pembebanan Trafo	%		72.6%		77.6%		82.9%		50.5%	*2)	53.2%		59.5%		67.0%		74.7%		73.1%		48.5%	
10	BUKIT KEMUNING	Total	20	30		30		30		30		30		30		30		60		60		60	
	Terpasang	MW	(1x20)	25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		51.0		51.0		51.0	
	Beban Puncak	MW		21.9		23.4		13.5		14.8		16.5		18.4		20.3		22.6	30.00	25.0		27.69	
	Pembebanan Trafo	%		86.0%		91.9%		52.9%		58.0%		64.5%		72.3%		79.6%		44.4%		49.1%		54.3%	

Capacity Balance GI Lampung (lanjutan 1)

No.	Gardu Induk	Kapasitas		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		0	MVA	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
11	KOTABUMI	Total	40	40		80		80		80		140		140		140		180		180		180	
	Terpasang	MW	(2x20)	34.0		68.0		68.0		68.0		119.0		119.0		119.0		153.0		153.0		153.0	
	Beban Puncak	MW		39.4		42.1	60	45.0		49.3		54.9	60.00	61.5		56.8		63.4		70.2		77.58	
	Pembebanan Trafo	%		115.8%		61.9%	*2)	66.2%		72.6%		46.2%	*2)	51.7%		47.8%		41.4%		45.9%		50.7%	
12	PAGELARAN	Total	50	50		50		50		50		50		50		50		90		90		90	
	Terpasang	MW	(1x20)	42.5		42.5		42.5		42.5		42.5		42.5		42.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW	(1x30)	44.6		41.2		28.4		27.5		27.9		31.5		35.8		40.3	60.00	45.0		50.19	
	Pembebanan Trafo	%		105.0%		96.9%		66.8%		64.6%		65.5%		74.1%		84.2%		52.7%	*2)	58.8%		65.6%	
13	GI METRO	Total	30	50		50		50		90		90		90		90		90		90		90	
	Terpasang	MW	(1x30)	42.5		42.5		42.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		29.6		31.6		33.8		37.1	60	41.2		46.2		52.0		57.9		57.5		63.62	
	Pembebanan Trafo	%		69.6%		74.4%		79.5%		48.4%	*2)	53.9%		60.4%		67.9%		75.7%		75.2%		83.2%	
14	GI NEW TARAHAN	150/20	30	30		30		30		30		30		90		90		90		90		90	
	Terpasang	MW		25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		13.2		14.2		15.1		16.6		22.4		29.1	60	37.1		45.9		55.4		65.94	
	Pembebanan Trafo	%		51.9%		55.5%		59.3%		65.1%		87.7%		38.0%		48.5%		60.0%		72.4%		86.2%	
15	GI SUKARAME	150/20	60	60		60		60		90		90		90		90		90		90		90	
	Terpasang	MW		51.0		51.0		51.0		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		37.7		40.3		43.1		47.3	30	52.6		58.9		66.3		59.6		65.9		72.88	
	Pembebanan Trafo	%		74.0%		79.1%		84.5%		61.8%		68.8%		77.0%		86.6%		77.9%		86.2%		95.3%	
16	GI BLAMBANGAN UMPU	150/20	30	30		30		30		30		30		60		60		60		60		60	
	Terpasang	MW		25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		51.0		51.0		51.0		51.0		51.0	
	Beban Puncak	MW		15.0		16.1		17.2		18.8		21.0		23.5	30	26.4		29.4		32.6		36.04	
	Pembebanan Trafo	%		58.9%		63.0%		67.3%		73.9%		82.2%		46.0%		51.8%		57.7%		63.9%		70.7%	
17	GI SEPUTIH BANYAK	150/20	60	60		60		60		90		90		90		90		90		90		90	
	Terpasang	MW		51.0		51.0		51.0		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5		76.5	
	Beban Puncak	MW		34.4		36.8		39.3		43.1	30	48.0		53.8		60.5		50.6		56.0		61.91	
	Pembebanan Trafo	%		67.5%		72.2%		77.1%		56.4%		62.8%		70.3%		79.1%		66.1%		73.2%		80.9%	
18	GI KOTA AGUNG	150/20	30					30	1 x 30	30		30		30		60		60		60		60	
	Terpasang	MW						25.5		25.5		25.5		25.5		51.0		51.0		51.0		51.0	
	Beban Puncak	MW						15.8		17.4		17.2		19.3		21.7	30.00	24.2		26.7		29.56	
	Pembebanan Trafo	%						62.0%		68.0%		67.4%		75.5%		42.5%		47.4%		52.4%		58.0%	
19	GI LIWA	150/20	30					30	1 x 30	30		30		30		30		30		60		60	
	Terpasang	MW						25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		25.5		51.0		51.0	
	Beban Puncak	MW						11.6		12.7		14.1		15.8		17.8		19.9		22.0	30	12.15	
	Pembebanan Trafo	%						45.4%		49.8%		55.4%		62.1%		69.8%		77.9%		43.1%		23.8%	
20	GI ULU BELU	150/20	20			20	1 x 20	20		20		20		20		20		20		20		20	
	Terpasang	MW				17.0		17.0		17.0		17.0		17.0		17.0		17.0		17.0		17.0	
	Beban Puncak	MW				6.5		6.8		7.2		7.7		8.3		9.0		9.7		10.3		10.95	
	Pembebanan Trafo	%				38.5%		39.8%		42.2%		45.4%		49.1%		53.1%		57.0%		60.6%		64.4%	

Capacity Balance GI Lampung (*lanjutan 2*)

[illegible]

LAMPIRAN A1.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI SUMATRA

Proyeksi Kebutuhan Fisik Transmisi dan GI Sumatra

(kms)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
T/L 500 kV							500		1390		1,890
T/L 275 kV	16	928	1182	332	680	980	432				4,550
T/L 500 kV DC							800				800
T/L 250 kV DC						462					462
T/L 150 kV	465	2396	1792	1610.2	908	471.2	231	243	229	270	8,616
T/L 70 kV	122	50	360								532
Jumlah	603	3,374	3,334	1,942	1,588	1,913	1,963	243	1,619	270	16,850

171

(MVA)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
500/275 kV							1000		2000		3,000
500/150 kV									3000		3,000
500 kV DC							3000				3,000
275/150 kV	250	1500	3250	1000	1875	500	1250				9,625
250 kV DC						600					600
150/70 kV											
150/20 kV	770	1630	980	915	830	780	650	1080	1040	880	9,555
70/20 kV		30	50					60			140
Jumlah	1,020	3,160	4,280	1,915	2,705	1,880	5,900	1,140	6,040	880	28,920

Pengembangan Penyaluran Sumatra

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	NAD	Sidikalang	Sabulussalam	150 kV	2 cct, 1 HAWK	111	6.2	2011
2	NAD	Brastagi	Kuta Cane	150 kV	2 cct, 1 HAWK	356	19.7	2011
3	NAD	Sigli	Meulaboh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	333	75.0	2011
4	NAD	Meulaboh	PLTU Meulaboh	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2011
5	NAD	PLTA Peusangan-1	Takengon	150 kV	2 cct, 2 HAWK	22	1.7	2011
6	NAD	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 HAWK	14	1.1	2011
7	NAD	Bireun	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 HAWK	114	8.7	2011
8	NAD	Jantho	Incomer (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	1	0.1	2012
9	NAD	Panton Labu	Incomer (Idi - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	1	0.1	2012
10	NAD	Meulaboh	Blang Pidie	150 kV	2 cct, 1 HAWK	190	10.5	2012
11	NAD	Blang Pidie	Tapak Tuan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	130	7.2	2012
12	NAD	Cot Trueng	Incomer (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	6	0.3	2012
13	NAD	Samalanga	Incomer (Bireun - Sigli)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	4	0.2	2013
14	NAD	Banda Aceh	Krueng Raya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	90	5.0	2014
15	NAD	PLTA Peusangan-2	Blang Kjeran	150 kV	2 cct, 1 HAWK	174	9.6	2014
16	NAD	PLTP Seulawah (FTP 2)	2 Pi Incomer (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	16	0.9	2014
17	NAD	Kuta Cane	Lawe mamas	150 kV	2 cct, 1 HAWK	50	2.8	2016
18	Sumut	Porsea	Simangkok	150 kV	2 cct, 2 HAWK	10	0.8	2010
19	Sumut	Tanjung Marowa	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 2 HAWK	34	2.6	2011
20	Sumut	Dolok Sanggul	Incomer (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	14	0.8	2011
21	Sumut	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80	7.9	2011
22	Sumut	Galang	Tanjung Marowa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2.0	2011
23	Sumut	Padang Sidempuan	Panyabungan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	140	7.8	2013
24	Sumut	Namurambe	Pancor Batu	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1.7	2013
25	Sumut	Simangkok	PLTA Asahan III (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	22	1.7	2013
26	Sumut	Pangkalan Susu 3&4 (FTP 2)	Pangkalan Brandan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	22	1.7	2013
27	Sumut	Lamhotma	Belawan	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	6	0.5	2013
28	Sumut	Tanjung Pura	Incomer (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1.7	2015
29	Sumut	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct, 1 HAWK	80	4.4	2016
30	Sumut	Teluk Dalam	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct, 1 HAWK	220	12.2	2012
31	Sumut	Panyabungan	PLTP Sorik Merapi (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	46	2.5	2014

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
32	Sumut	Tarutung	PLTP Pusuk Bukit	150 kV	2 cct, 2 HAWK	60	3.3	2018
33	Sumbar	Indarung	Bungus	150 kV	2 cct, 2 HAWK	35	2.7	2010
34	Sumbar	Pariaman	Incomer (L.Alung - Maninjau)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	4	0.2	2010
35	Sumbar	Bungus	Kambang	150 kV	2 cct, 2 HAWK	180	13.7	2011
36	Sumbar	Kiliranjao	Teluk Kuantan	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	52	1.7	2011
37	Sumbar	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	42	1.4	2012
38	Sumbar	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	32	1.0	2012
39	Sumbar	PLTU Sumbar Pessel	2 pi Incomer (Bungus-Kambang)	150 kV	4 cct, 2 HAWK	20	0.8	2012
40	Sumbar	Kambang	PLTP Muara Labuh (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	14	0.8	2014
41	Sumbar	PIP	GIS Kota	150 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2.4	2016
42	Sumbar	Solok	PLTP Gunung Talang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	1.1	2018
43	Riau	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 1 HAWK	194	10.7	2011
44	Riau	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	220	12.2	2011
45	Riau	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 HAWK	134	7.4	2012
46	Riau	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	220	12.2	2012
47	Riau	Garuda Sakti (up rate)	New Garuda Sakti (up rate)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	4.9	2012
48	Riau	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 HAWK	150	11.4	2013
49	Riau	Tenayan / PLTU Riau	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2.2	2014
50	Riau	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	50	2.8	2014
51	Riau	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2014
52	Riau	Dumai	KID Dumai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	56	3.1	2016
53	Riau	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 HAWK	220	16.8	2015
54	Riau	Kandis	Incomer (G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	10	0.6	2018
55	Jambi	Bangko	Merangin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	136	13.4	2010
56	Jambi	Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 HAWK	110	6.1	2010
57	Jambi	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	1 cct, 1 HAWK	65	5.2	2012
58	Jambi	Aur Duri	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 HAWK	120	6.6	2012
59	Jambi	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	1.1	2013
60	Jambi	Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 2nd cct, 1 HAWK	110	4.1	2013
61	Jambi	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	1 cct, 1 HAWK	40	3.2	2014
62	Jambi	Muara Bulian	PLTU Jambi	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	80	7.2	2016
63	Jambi	PLTA Merangin	Incomer (Bangko - Sungai Penuh)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2017
64	Bengkulu	Pekalongan	Sukamerindu (Uprating)	70 kV	2 cct, TACSR 185 mm2	122	2.1	2010
65	Bengkulu	Pagar Alam	Manna	150 kV	1 cct, 1 HAWK	48	3.8	2011
66	Bengkulu	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	90	5.0	2013
67	Bengkulu	Kambang	Mukomuko	150 kV	1 cct, 1 HAWK	123	9.8	2013
68	Bengkulu	Pekalongan	PLTP Hulu Lais (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	120	9.2	2013
69	Sumsel	Bukit Asam	Lahat (Uprating dari 1x240 mm2)	150 kV	2 cct, AC3 240 mm2	94	6.6	2010
70	Sumsel	Lahat	Pagar Alam	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	47	1.5	2011

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
71	Sumsel	Lahat	PLTU Sumsel-4 (Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	180	17.7	2011
72	Sumsel	Borang	Boom Baru	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	27	2.5	2012
73	Sumsel	Tanjung Api-api	Incomer (Borang-Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	40	3.6	2012
74	Sumsel	Betung	Sungai Lilin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	180	40.5	2012
75	Sumsel	Sungai Lilin	Aur Duri	150 kV	2 cct, 2 Zebra	184	41.4	2012
76	Sumsel	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	3.9	2012
77	Sumsel	PLTU Banjarsari	Incomer (Lahat - PLTU S. Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	2	0.2	2013
78	Sumsel	PLTU Banjarsari	Incomer (Lahat - PLTU S. Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	2	0.2	2013
79	Sumsel	Lahat	PLTU Sumsel-2 (Keban Agung)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2013
80	Sumsel	Baturaja	Muara Dua	150 kV	1 cct, 1 HAWK	62	4.9	2013
81	Sumsel	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	1 cct, 1 HAWK	75	6.0	2013
82	Sumsel	PLTP Lumut Balai (FTP 2)	Lahat	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	4.9	2013
83	Sumsel	Baturaja	Muara Dua	150 kV	1 2nd cct 1 HAWK	62	2.2	2013
84	Bengkulu	PLTA Musi	PLTA Simpang Aur 1 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 x 135 mm2	12	0.5	2015
85	Bengkulu	PLTA Simpang Aur 1 (FTP 2)	PLTA Simpang Aur 2 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 x 135 mm2	12	0.5	2015
86	Sumsel	PLTP Lumut Balai (FTP 2)	PLTP Rantau Dedap (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	50	3.8	2014
87	Sumsel	Tap Lumut Balai	Lahat (Uprating dari 1x240 mm2)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	47	4.6	2015
88	Sumsel	Jakabaring	Incomer (Kramasan - Mariana)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	1	0.1	2017
89	Sumsel	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	8.9	2017
90	Sumsel	Talang Kelapa	GIS Kota I	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	90	8.1	2017
91	Sumsel	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 1 HAWK	100	5.5	2019
92	Lampung	Bukit Kemuning	Kotabumi (Uprating dari 1x240 mm2)	150 kV	2 cct, AC3 240 mm2	76	5.1	2010
93	Lampung	PLTU Tarahan	Incomer (New Tarahan - Kalianda)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2011
94	Lampung	PLTP Ulubelu 1,2	pi Incomer (Pagelaran - Batutegi)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2011
95	Lampung	PLTP Ulubelu 1,2	PLTP Ulubelu 3,4 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	20	1.5	2013
96	Lampung	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	11.8	2011
97	Lampung	Pagelaran	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	80	4.4	2012
98	Lampung	Liwa	Incomer (B.Kemuning - Besai)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	200	11.1	2012
99	Lampung	Natar	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2013
100	Lampung	PLTP Rajabasa (FTP 2)	Kalianda	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2014
101	Lampung	Teluk Betung	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2014
102	Lampung	Kalianda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	8.9	2014
103	Lampung	Menggala	Simpang Pematang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	150	8.3	2015

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
104	Lampung	Pakuan Ratu	Incomer (Gumawang - Menggala)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2016
105	Lampung	Langkapura	2 pi Incomer (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	1	0.1	2017
106	Lampung	Besai	PLTP Suoh Sekincau	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2.1	2018
107	Lampung	Sukadana	Incomer (S.Banyak - Sribawono)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2018
108	Lampung	Liwa	Bengkunat	150 kV	2 cct, 1 HAWK	130	7.2	2019
109	Lampung	Ketapang	perbatasan Sumsel	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	600	201.6	2016
110	Lampung	PLTP Wai Ratai	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2.2	2019
111	Babel	Air Anyir	Pangkal Pinang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2.4	2011
112	Babel	Air Anyir	Sungai Liat	150 kV	2 cct, 1 HAWK	112	6.2	2011
113	Babel	Suge	Dukong	70 kV	2 cct, 1 HAWK	50	2.8	2011
114	Babel	Dukong	Manggar	70 kV	2 cct, 1 HAWK	140	7.8	2012
115	Babel	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	2 cct, 1 HAWK	200	11.1	2013
116	Babel	Pangkal Pinang	Air Gegas	150 kV	2 cct, 1 HAWK	200	11.1	2013
117	Babel	Pangkal Pinang	PLTU Bangka Baru III	150 kV	2 cct, 1 HAWK	100	5.5	2018
118	NAD	Sigli	Lhokseumawe	275 kV	2 cct, 2 Zebra	322	72.5	2016
119	Sumut	PLTA Asahan 1	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	16	3.6	2010
120	Sumut	Simangkok	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	71.6	2011
121	Sumut	Galang	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	36.0	2011
122	Sumut	Pangkalan Susu	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	36.0	2011
123	Sumut	PLTP Sarulla (FTP 2)	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	43.7	2013
124	Sumut	Padang Sidempuam	PLTP Sarulla (FTP 2)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	138	31.1	2013
125	Sumbar	Padang Sidempuam	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	600	135.0	2012
126	Sumbar	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	282	63.5	2012
127	Riau	Payakumbuh	New Garuda Sakti	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	67.5	2012
128	Sumsel	Lahat	Muara Enim	275 kV	2 cct, 2 Zebra	70	15.8	2014
129	Sumsel	Muara Enim	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	290	65.3	2014
130	Sumsel	Muara Enim	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	350	78.8	2014
131	Jambi	Bayung Lincir	Aur Duri	275 kV	2 cct, 2 Zebra	130	29.3	2014
132	Sumsel	Bayung Lincir	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	130	29.3	2014
133	Sumsel	Muara Enim	PLTU MT HVDC A	500 kV	2 cct 4 Zebra	400	133.4	2016
134	Sumsel	Muara Enim	PLTU MT HVDC B	500 kV	2 cct 4 Zebra	100	33.3	2016
135	Sumsel	Muara Enim	perbatasan Lampung	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	200	67.2	2016
136	Sumsel	Betung	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	27.0	2015
137	Jambi	Aur Duri	Rengat	275 kV	2 cct, 4 Dove	420	129.8	2015

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
138	Riau	Rengat	New Garuda Sakti	275 kV	2 cct, 4 Dove	440	136.0	2015
139	Riau	Rengat	Cirenti (PLTU Riau MT)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	110	24.8	2016
140	Jambi	PLTU Jambi	Aur Duri	500 kV	2 cct, 4 Dove	160	49.4	2018
141	Riau	New Garuda Sakti	Rantau Prapat	500 kV	2 cct, 4 Dove	670	207.0	2018
142	Sumut	Rantau Prapat	Tebing Tinggi	500 kV	2 cct, 4 Dove	400	123.6	2018
143	Sumut	Tebing Tinggi	Belawan	500 kV	2 cct, 4 Dove	160	49.4	2018
144	Kep. Riau	Tanjung Kasam	Tanjung Sauh	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm2	6	2.4	2014
145	Kep. Riau	Tanjung Sauh	Pulau Ngenang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	10	0.6	2014
146	Kep. Riau	Pulau Ngenang	Tanjung Taluk	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm2	12	4.8	2014
147	Kep. Riau	Tanjung Taluk	Tanjung Uban / Sri Bintan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2014
148	Kep. Riau	Tanjung Uban / Sri Bintan	Tanjung Pinang / Air Raja	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	3.9	2014
149	Kep. Riau	Tanjung Pinang / Air Raja	Dompok	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2017
150	Kep. Riau	Border	Pulau Rupert	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	52	51.0	2015
151	Kep. Riau	Pulau Rupert Utara	Pulau Rupert Selatan	250 kV DC	2 Falcon	60	2.6	2015
152	Riau	P. Rupert Selatan	Sumatra	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	10	9.8	2015
153	Riau	Sumatera	New Garuda Sakti	250 kV DC	2 Falcon	340	14.9	2015
		Jumlah				16,930	2,745	

Pengembangan Gardu Induk Sumatra

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
1	NAD	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On Going
2	NAD	Sigli	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Uprating 10 MVA
3	NAD	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	Uprating 30 MVA
4	NAD	Takengon	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
5	NAD	Sabulussalam	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
6	NAD	Kuta Cane	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
7	NAD	Bireun Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	ke Peusangan-2
8	NAD	Meulaboh	150/20 kV	Baru	60	5.2	2011	2 X 30 MVA
9	NAD	PLTU Meulaboh	150/20 kV	Baru	4 LB	2.5	2011	4 LB (sigli & Bpidie)
10	NAD	Jantho	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
11	NAD	Panton Labu	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
12	NAD	Blang Pidie	150/20 kV	Baru	20	3.6	2012	4 TL bay (Meulaboh dan T.Tuan)
13	NAD	Tapak Tuan	150/20 kV	Baru	20	2.4	2012	
14	NAD	Cot Trueng	150/20 kV	Baru	20	2.4	2012	
15	NAD	Samalanga	150/20 kV	Baru	20	2.4	2013	
16	NAD	Krueng Raya	150/20 kV	Baru	30	2.6	2014	
17	NAD	Banda Aceh Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	ke Krueng Raya
18	NAD	Blang Kjeran	150/20 kV	Baru	20	2.4	2014	
19	NAD	PLTA Peusangan-2 Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	ke Blang Kjeran
20	NAD	Lhokseumawe	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	
21	NAD	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	Uprating 30 MVA
22	NAD	Meulaboh	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
23	NAD	Kuta Cane Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2015	T/L ke PLTA Lawe Mamas
24	NAD	Blang Pidie	150/20 kV	Extension	20	1.1	2016	
25	NAD	Sigli	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	
26	NAD	Idi	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
27	NAD	Sabulussalam	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
28	NAD	Cot Trueng	150/20 kV	Extension	20	1.1	2019	
29	NAD	Kuta Cane	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	
30	NAD	Banda Aceh	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Uprating 30 MVA
31	NAD	Krueng Raya	150/20 kV	Extension	20	1.1	2019	
32	Sumut	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	On going
33	Sumut	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	On going
34	Sumut	Kisaran	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On going
35	Sumut	Labuhan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	
36	Sumut	Gunung Para	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	Uprating 10 MVA
37	Sumut	KIM	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	
38	Sumut	Tele	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	Uprating 10 MVA
39	Sumut	Gunung Tua	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	Uprating 10 MVA
40	Sumut	Gunung Sitoli	70/20 kV	Baru	30	2.2	2012	

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
41	Sumut	Teliuk Dalam	70/20 kV	Baru	20	1.9	2012	Uprating 10 MVA
42	Sumut	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
43	Sumut	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
44	Sumut	Binjai	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
45	Sumut	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
46	Sumut	Sidikalang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Uprating 10 MVA
47	Sumut	Tarutung	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
48	Sumut	Sibolga	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
49	Sumut	Padang Sidempuan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
50	Sumut	Namurambe	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
51	Sumut	Tanjung Marowa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	T/L ke Kuala Namu
52	Sumut	Denai	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
53	Sumut	Aek Kanopan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
54	Sumut	Kuala Namu	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
55	Sumut	Tanjung Marowa Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	
56	Sumut	Dolok Sanggul	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	ke Sabulussalam ke Kuta Cane
57	Sumut	Sidikalang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	
58	Sumut	Brastagi Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	
59	Sumut	Pematang Siantar	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	
60	Sumut	Sei Rotan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2012	
61	Sumut	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2.1	2012	Uprating 30 MVA
62	Sumut	Brastagi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	Uprating 20 MVA
63	Sumut	Perbaungan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	T/L Ke Panyabungan
64	Sumut	Panyabungan	150/20 kV	Baru	30	2.6	2013	
65	Sumut	Padang Sidempuan Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	
66	Sumut	Pancor Batu	150/20 kV	Baru	60	3.3	2013	
67	Sumut	Namurambe Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	
68	Sumut	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	Uprating 30 MVA
69	Sumut	Porsea	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
70	Sumut	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	
71	Sumut	Lamhotma	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
72	Sumut	Tanjung Pura	150/20 kV	Baru	60	3.3	2015	
73	Sumut	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Uprating 30 MVA
74	Sumut	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Uprating 30 MVA
75	Sumut	Denai	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Uprating 30 MVA
76	Sumut	Sei Rotan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
77	Sumut	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
78	Sumut	Binjai	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
79	Sumut	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
80	Sumut	Padang Sidempuan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 30 MVA

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
81	Sumut	Tanjung Marowa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 30 MVA
82	Sumut	Tanjung Pura	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
83	Sumut	Pancor Batu	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
84	Sumut	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
85	Sumut	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
86	Sumut	Pematang Siantar	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
87	Sumut	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
88	Sumut	Sibolga	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
89	Sumut	Namurambe	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
90	Sumut	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
91	Sumut	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Uprating 10 MVA
92	Sumut	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
93	Sumut	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
94	Sumut	KIM	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
95	Sumut	Kota Pinang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	
96	Sumbar	Padang Panjang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	
97	Sumbar	Bungus	150/20 kV	Baru	30	2.6	2010	
98	Sumbar	Indarung Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	
99	Sumbar	Pariaman	150/20 kV	Baru	30	2.6	2010	
100	Sumbar	Sungai Penuh	150/20 kV	Baru	30	2.6	2010	
101	Sumbar	Kambang	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	On Going ke Bungus
102	Sumbar	Bungus Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	
103	Sumbar	Padang Luar	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
104	Sumbar	PIP	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
105	Sumbar	Payakumbuh	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
106	Sumbar	Salak	150/20 kV	Extension	20	0.7	2011	
107	Sumbar	Kiliranjao Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2011	
108	Sumbar	Maninjau Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2012	
109	Sumbar	Padang Luar Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	
110	Sumbar	Payakumbuh Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2012	
111	Sumbar	Simpang Empat	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	T/L ke Kambang Uprating 20 MVA Mengganti trafo rusak
112	Sumbar	Simpang Haru	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	
113	Sumbar	Sungai Penuh Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	
114	Sumbar	Kambang Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2013	
115	Sumbar	Kambang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	
116	Sumbar	Kambang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 TB	1.2	2014	
117	Sumbar	Solok	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
118	Sumbar	Sungai Penuh	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
119	Sumbar	Maninjau	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
120	Sumbar	PIP	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
121	Sumbar	Bungus	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	T/L ke GIS Kota Padang
122	Sumbar	GIS Kota Padang	150/20 kV	Baru	60	10.0	2016	
123	Sumbar	PIP Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2016	
124	Sumbar	Payakumbuh	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	
125	Sumbar	Kambang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
126	Sumbar	Kiliranjao	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	
127	Sumbar	GIS Kota	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
128	Sumbar	Salak	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	
135	Riau	Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	60	3.3	2010	Relokasi dari Paya Pasir
136	Riau	Bagan Batu	150/20 kV	Extension	20	1.4	2010	Relokasi dari Teluk Betung
137	Riau	Pasir Pangarayan	150/20 kV	Baru	20	2.4	2011	T/L ke Pasir Pangarayan
138	Riau	Bangkinang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	
139	Riau	Rengat	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	T/L ke Rengat dan Kiliranjao
140	Riau	Teluk Kuantan Ext LB	150/20 kV	Extension	3 LB	1.9	2011	
141	Riau	Pasir Putih	150/20 kV	Baru	60	4.0	2012	2 x 30 MVA
142	Riau	Garuda Sakti Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke New Garuda Sakti
143	Riau	New Garuda Sakti	150/20 kV	Baru	60	3.3	2012	GI Pembangkit
144	Riau	Bangkinang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	
145	Riau	Tenayan	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
146	Riau	Tembilahan	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
147	Riau	Rengat Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke Tembilahan
148	Riau	Bagan Siapiapi	150/20 kV	Baru	20	2.4	2012	T/L ke Bagan Siapiapi
149	Riau	Dumai Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	
150	Riau	Duri	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	Uprating 30 MVA
151	Riau	Dumai	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	
152	Riau	Teluk Kuantan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	Uprating 10 MVA
153	Riau	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	Baru	30	2.6	2013	T/L ke P.Kerinci
154	Riau	Pasir Putih Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	
155	Riau	Rengat	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	T/L ke Perawang
156	Riau	Perawang	150/20 kV	Baru	30	2.6	2014	
157	Riau	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	Baru	30	2.6	2014	
158	Riau	Tenayan Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	
159	Riau	Tenayan Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	T/L ke Siak
160	Riau	Pasir Pangarayan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
161	Riau	Duri	150/20 kV	Extension	60	3.3	2016	Uprating 30 MVA
162	Riau	Pasir Putih	150/20 kV	Extension	60	3.3	2016	
163	Riau	Bagan Batu	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	Uprating 10 MVA
164	Riau	KID Dumai	150/20 kV	Baru	30	2.6	2016	
165	Riau	Dumai Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2016	T/L ke KID Dumai
166	Riau	Tenayan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	
167	Riau	Dumai	150/20 kV	Extension	60	3.3	2018	Uprating 30 MVA
168	Riau	Teluk Kuantan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	Uprating 10 MVA
169	Riau	Tembilahan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
170	Riau	Bagan Siapi-api	150/20 kV	Extension	20	1.1	2018	
171	Riau	Kandis	150/20 kV	Baru	30	2.6	2018	
172	Riau	Bangkinang	150/20 kV	Extension	60	3.3	2019	Uprating 30 MVA
173	Riau	New Garuda Sakti	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	
174	Kep. Riau	Tanjung Pinang / Air Raja	150/20 kV	Baru	60	3.3	2014	Pulau Bintan
175	Kep. Riau	Sri Bintan / Tj Uban	150/20 kV	Baru	30	2.6	2014	Pulau Bintan
176	Kep. Riau	Dompak	150/20 kV	Baru	30	2.6	2017	Pulau Bintan
177	Kep. Riau	Tanjung Pinang / Air Raja	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Pulau Bintan
178	Jambi	Bangko Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	ke Sungai Penuh
179	Jambi	Aur Duri Ext LB	150/20 kV	Extension	2 TB	1.2	2012	T/R bay ke PLTG Sewa Jambi
180	Jambi	Aur Duri Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke Sungai Lilin
181	Jambi	Sarolangun	150/20 kV	Baru	30	2.0	2012	
182	Jambi	Muara Bulian Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke Sarolangun
183	Jambi	Kuala Tungkal / Sabak	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
184	Jambi	Aur Duri Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke Kuala Tungkal
185	Jambi	Payo Selincih	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	
186	Jambi	Muara Rupit	150/20 kV	Baru	30	2.0	2014	dari Sorolangun 40 km
187	Jambi	Sarolangun Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2014	T/L ke Muara Rupit
188	Jambi	Aur Duri	150/20 kV	Extension	30	2.1	2015	
189	Jambi	Bangko	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
190	Jambi	Muara Bulian	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
191	Jambi	Payo Selincih	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	
192	Jambi	Muara Bungo	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	
193	Bengkulu	Manna	150/20 kV	Baru	30	2.0	2011	
194	Bengkulu	Pulo Baai	150/20 kV	Baru	60	4.0	2013	2 x 30 MVA
195	Bengkulu	Pekalongan Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	T/L ke Pulo Baai
196	Bengkulu	Mukomuko	150/20 kV	Baru	20	2.4	2013	
197	Bengkulu	Pekalongan Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	T/L ke Hulu Lais
198	Bengkulu	Tes	150/20 kV	Extension	5	0.6	2013	Relokasi
199	Bengkulu	Pekalongan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
200	Bengkulu	Sukamerindu	70/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 15 MVA

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
201	Bengkulu	Pulo Baai	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
202	Sumsel	Borang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On Going
203	Sumsel	Betung	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On Going
204	Sumsel	Gumawang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On Going
205	Sumsel	Bukit Siguntang	70/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
206	Sumsel	Prabumulih	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
207	Sumsel	Baturaja	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
208	Sumsel	Lahat	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
209	Sumsel	Pagar Alam	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	
210	Sumsel	Lubuk Linggau	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	
211	Sumsel	Pagar Alam Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	T/L ke Manna dan Lahat
212	Sumsel	Lahat Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2011	T/L ke Pagar Alam
213	Sumsel	Lahat Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	T/L ke Simpang Belimbing
214	Sumsel	Boom Baru	150/20 kV	Baru	120	5.4	2012	2 x 60 MVA
215	Sumsel	Borang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	
216	Sumsel	Simpang Tiga	150/20 kV	Extension	60	2.1	2012	
217	Sumsel	Tanjung Api api	150/20 kV	Baru	30	2.0	2012	
218	Sumsel	Borang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke Tanjung Api api (60 km)
219	Sumsel	Sungai Lilin	150/20 kV	Baru	30	2.0	2012	
220	Sumsel	Sekayu	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
221	Sumsel	Betung Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	
222	Sumsel	Lahat Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L ke PLTU Keban Agung
223	Sumsel	Muara Dua	150/20 kV	Baru	30	2.0	2013	
224	Sumsel	Banjarsari	150/20 kV	Extension	4 LB	2.5	2013	2 pi Incomer (Lahat - S. Belimbing)
225	Sumsel	Baturaja Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2013	T/L ke Muara Dua
226	Sumsel	Tebing Tinggi	150/20 kV	Baru	30	2.0	2013	
227	Sumsel	Lubuk Linggau Ext LB	150/20 kV	Extension	1 LB	0.6	2013	T/L ke TT
228	Sumsel	Lahat Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	T/L ke Lumut balai
229	Sumsel	Boom Baru	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	
230	Sumsel	Mariana	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
231	Sumsel	Talang Kelapa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	
232	Sumsel	Tanjung Api api	150/20 kV	Extension	30	2.1	2015	
233	Sumsel	PLTP Lumut Balai Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2015	T/L ke PLTP Rantau Dedap
234	Sumsel	PLTA Musi Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2015	T/L ke PLTA Simpang Aur 1
235	Sumsel	Prabumulih	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	
236	Sumsel	Baturaja	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Uprating 30 MVA
237	Sumsel	Muara Bulian Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2015	T/L ke PLTU Jambi
238	Sumsel	Lahat	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 20 MVA
239	Sumsel	Pagar Alam	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	Uprating 15 MVA
240	Sumsel	Jakabaring	150/20 kV	Baru	30	2.6	2017	

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
241	Sumsel	Kayu Agung	150/20 kV	Baru	30	2.6	2017	
242	Sumsel	Mariana Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2017	T/L ke Kayu Agung
243	Sumsel	GIS Kota I	150/20 kV	Baru	60	10.0	2017	
244	Sumsel	Talang Kelapa Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2017	T/L ke GIS Kota I
245	Sumsel	Lubuk Linggau	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
246	Sumsel	Sungai Lilin	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
247	Sumsel	Keramasan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
248	Sumsel	Bukit Asam	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	
249	Sumsel	GIS Kota I	150/20 kV	Extension	60	6.3	2019	
250	Lampung	Teluk Betung	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	Uprating 20 MVA
251	Lampung	Sutami	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	
252	Lampung	Kotabumi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	Uprating 20 MVA
253	Lampung	Ulubelu	150/20 kV	Baru	20	2.4	2011	
254	Lampung	Kalianda	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	
255	Lampung	Adijaya	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	dari Tap ke Single pi
256	Lampung	Kota Agung	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
257	Lampung	Pagelaran Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	T/L Ke Kota Agung
258	Lampung	Liwa	150/20 kV	Baru	30	2.6	2012	
259	Lampung	Menggala	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	
260	Lampung	Sribawono	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	Uprating 20 MVA
261	Lampung	Metro	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	Uprating 20 MVA
262	Lampung	Sukarame	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	
263	Lampung	Gedong Tataan	150/20 kV	Baru	30	2.6	2013	
264	Lampung	Natar Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2013	T/L ke Gedong Tataan
265	Lampung	Kalianda	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	T/L ke PLTP Rajabasa
266	Lampung	Natar	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	
267	Lampung	Tegineneng	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	Uprating 20 MVA
268	Lampung	Seputih Banyak	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	
269	Lampung	Teluk Ratai	150/20 kV	Baru	60	3.3	2014	
270	Lampung	Teluk Betung Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	T/L ke Teluk Ratai
271	Lampung	Ketapang	150/20 kV	Baru	30	2.6	2014	
272	Lampung	Kalianda Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2014	T/L ke Ketapang
273	Lampung	Sutami	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	
274	Lampung	New Tarahan	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	
275	Lampung	Blambangan Umpu	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
276	Lampung	Simpang Pematang	150/20 kV	Baru	30	2.6	2015	
277	Lampung	Menggala Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2015	T/L ke Simpang Pematang
278	Lampung	Pakuan Ratu	150/20 kV	Baru	30	2.6	2016	
279	Lampung	Kotabumi	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 20 MVA
280	Lampung	Pagelaran	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Uprating 20 MVA

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
281	Lampung	Langkapura	150/20 kV	Baru	60	4.0	2017	2 x 30 MVA
282	Lampung	Bukit Kemuning	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
283	Lampung	Kota Agung	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
284	Lampung	Gedong Tataan	150/20 kV	Extension	30	1.4	2018	
285	Lampung	Teluk Ratai	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	
286	Lampung	Sukadana	150/20 kV	Baru	60	4.0	2018	
287	Lampung	PLTA Besai Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2018	
288	Lampung	New Tarahan	150/20 kV	Extension	2 TB	1.2	2018	
289	Lampung	Bengkunat	150/20 kV	Baru	30	2.6	2019	
290	Lampung	Liwa Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2019	
291	Lampung	Teluk Ratai	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2019	T/L ke Bengkunat
292	Lampung	Ketapang switching station	500 kV DC	Baru		1.5	2016	T/L ke PLTP Wai ratai
293	Babel	Pangkal Pinang	150/20 kV	Baru	60	4.0	2011	2 x 30 MVA
294	Babel	Sungai Liat	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
295	Babel	Air Anyir	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
296	Babel	Dukong	150/20 kV	Baru	30	2.6	2011	
297	Babel	Manggar	150/20 kV	Baru	20	2.4	2011	
298	Babel	Suge	150/20 kV	Baru	20	2.4	2011	
299	Babel	Pangkal Pinang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	
300	Babel	Kelapa	150/20 kV	Baru	30	2.6	2013	
301	Babel	Air Gegas	150/20 kV	Baru	30	2.6	2013	
302	Babel	Pangkal Pinang Ext LB	150/20 kV	Extension	4 LB	2.5	2013	
303	Babel	Pangkal Pinang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	T/L ke Kelapa dan Air Gegas
304	Babel	Sungai Liat	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	
305	Babel	Kelapa	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	
306	Babel	Dukong	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	
307	Babel	Pangkal Pinang - 2	150/20 kV	Baru	60	4.0	2018	
308	Sumut	Asahan I	275/150 kV	Baru	0	10.3	2010	
309	Sumut	Simangkok	275/150 kV	Baru	250	16.3	2010	
310	Sumut	Pangkalan Susu	275/150 kV	Baru	0	10.3	2011	
311	Sumut	Binjai	275/150 kV	Baru	500	25.9	2011	
312	Sumut	Galang	275/150 kV	Baru	1000	33.6	2011	
313	Sumsel	Lahat	275/150 kV	Baru	1000	35.5	2012	2 x 30 MVA
314	Sumsel	Lubuk Linggau	275/150 kV	Baru	250	20.3	2012	
315	Jambi	Bangko	275/150 kV	Baru	250	21.1	2012	
316	Jambi	Muara Bungo	275/150 kV	Baru	250	20.1	2012	
317	Sumbar	Kiliranjao	275/150 kV	Baru	250	21.0	2012	
318	Sumbar	Payakumbuh	275/150 kV	Baru	250	20.2	2012	
319	Sumut	Padang Sidempuan	275/150 kV	Baru	500	23.4	2012	
320	Riau	New Garuda Sakti	275/150 kV	Baru	500	26.5	2012	

No.	Provinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD	Keterangan
321	Sumut	Binjai	275/150 kV	Extension	250	13.4	2013	
322	Sumut	Pangkalan Susu	275/150 kV	Extension	250	13.4	2013	
323	Sumut	PLTP Sarulla	275/150 kV	Baru	500	20.6	2013	
324	Jambi	Muara Bungo	275/150 kV	Extension	250	13.4	2014	
325	Sumsel	Muara Enim	275/150 kV	Baru	0	15.6	2014	
326	Sumsel	Lahat	275/150 kV	Extension	0	4.3	2014	
327	Sumsel	Gumawang	275/150 kV	Baru	500	25.3	2014	
328	Sumsel	Betung	275/150 kV	Baru	500	27.5	2014	
329	Jambi	Aur Duri	275/150 kV	Baru	500	27.5	2014	
330	Sumsel	Bayung Lincir	275/150 kV	Baru	0	13.4	2014	
331	Sumsel	Muara Enim	500/275 kV	Baru	1000	54.3	2016	
332	Sumsel	Muara Enim	500 kV DC	Baru	3000	324.0	2016	
333	Sumsel	Sungai Lilin	275/150 kV	Baru	125	18.7	2014	
334	Riau	Rengat	275/150 kV	Baru	500	26.8	2015	
335	NAD	Meulaboh	275/150 kV	Baru	500	25.3	2016	
336	NAD	Sigli	275/150 kV	Baru	500	26.5	2016	
337	NAD	Lhokseumawe	275/150 kV	Baru	250	17.9	2016	
338	Jambi	Cirenti	275/150 kV	Baru	0	9.0	2016	
339	Jambi	U-Jambi	275/150 kV	Baru	0	9.0	2016	
340	Jambi	Aur Duri	500/275 kV	Baru	1000	36.2	2018	
341	Riau	New Garuda Sakti	500/275 kV	Baru	1000	36.2	2018	
342	Sumut	Rantau Prapat	500/150 kV	Baru	1000	28.8	2018	
343	Sumut	Tebing Tinggi	500/150 kV	Baru	1000	28.8	2018	
344	Sumut	Belawan	500/150 kV	Baru	1000	26.6	2018	
345	Riau	New Garuda Sakti HVDC Stasion Converter	250 kV DC	baru	600	72.9	2015	
346	Kep. Riau	P. Rupert HVDC Switching Station	250 kV DC	baru	0	2.1	2015	
		Jumlah			28920	1790.7		

LAMPIRAN A1.7

PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI SUMATRA

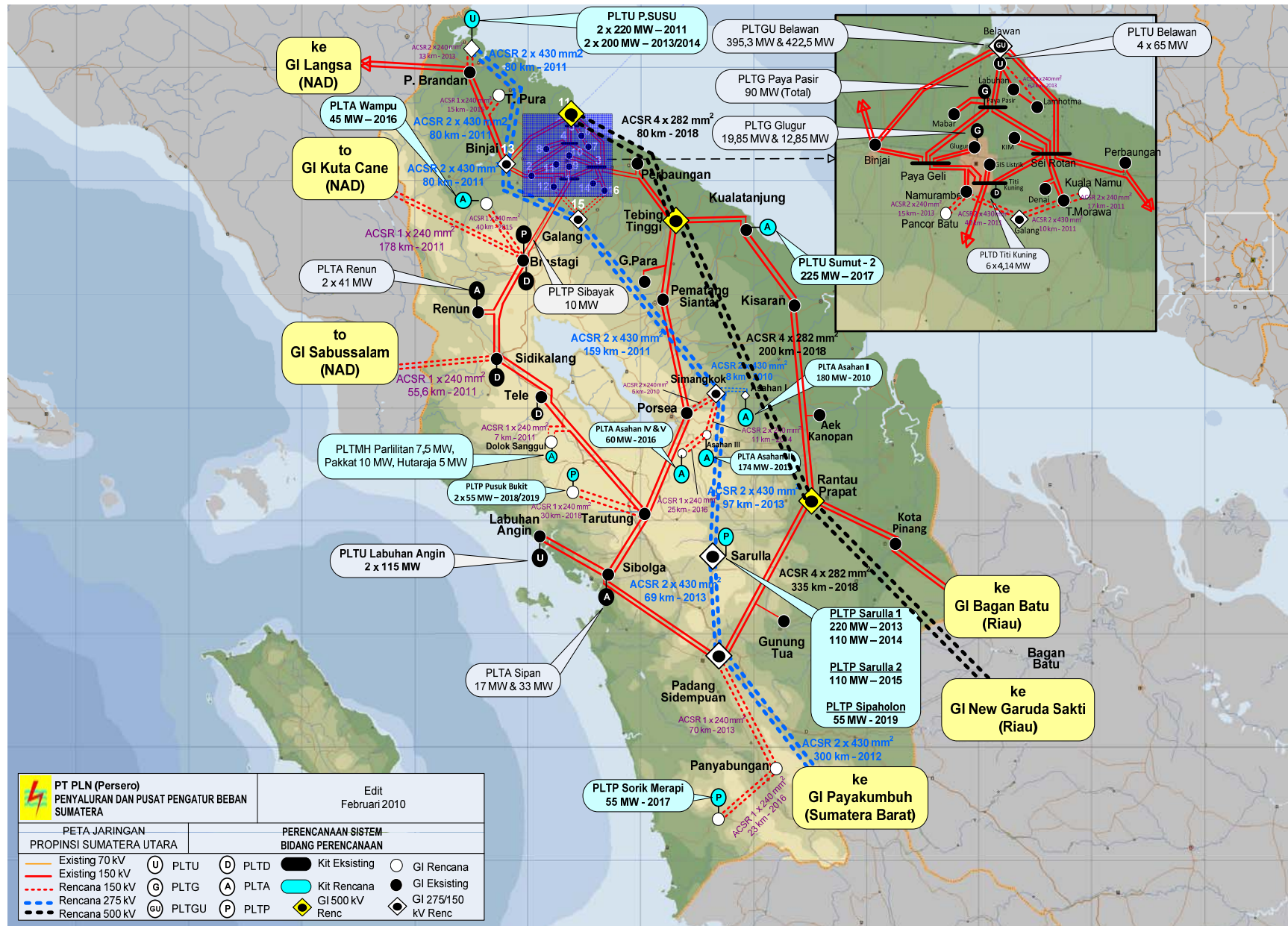
Sistem Kelistrikan 275 kV dan 500 kV Sumatera



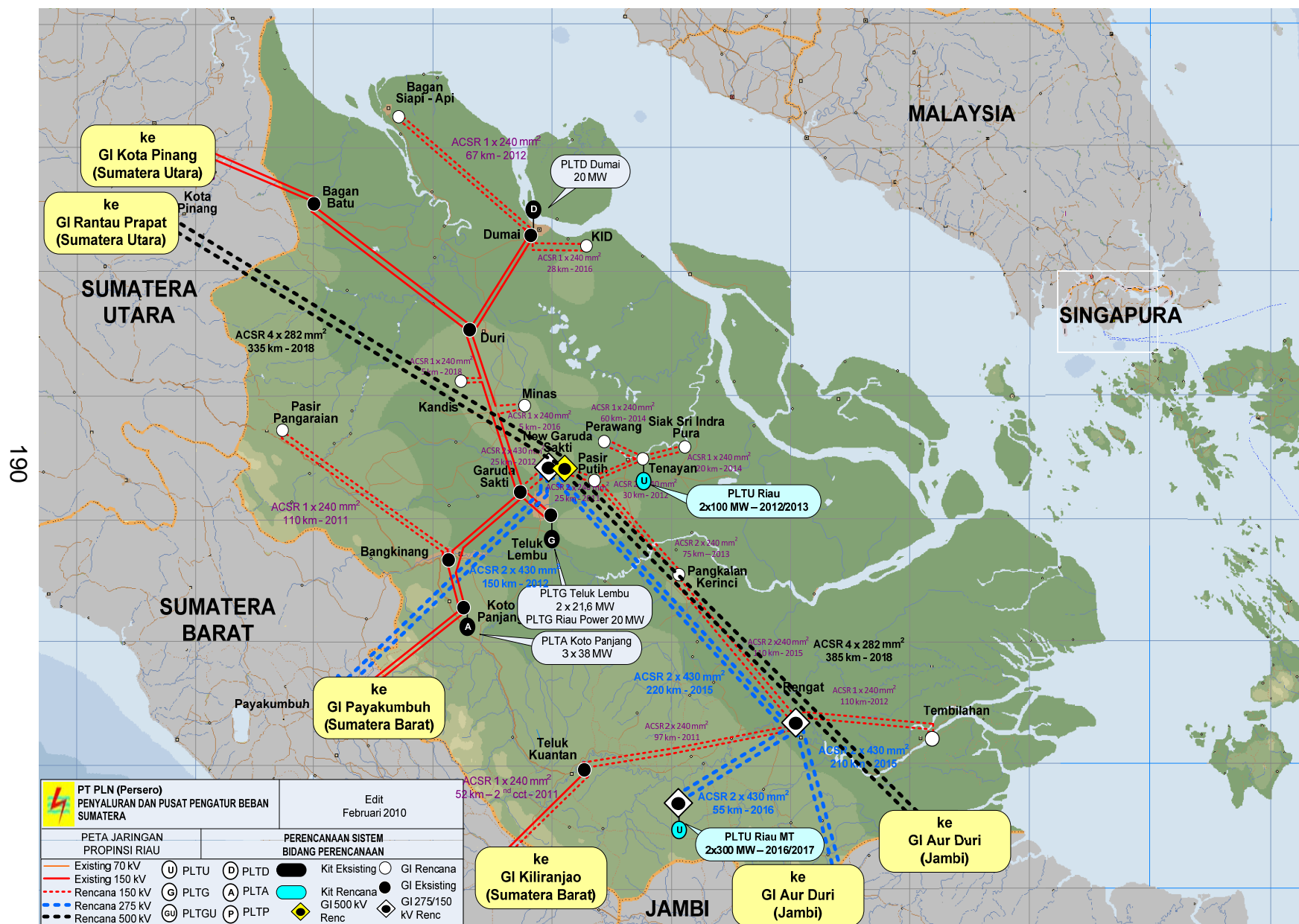
Sistem Nangroe Aceh Darussalam (NAD)



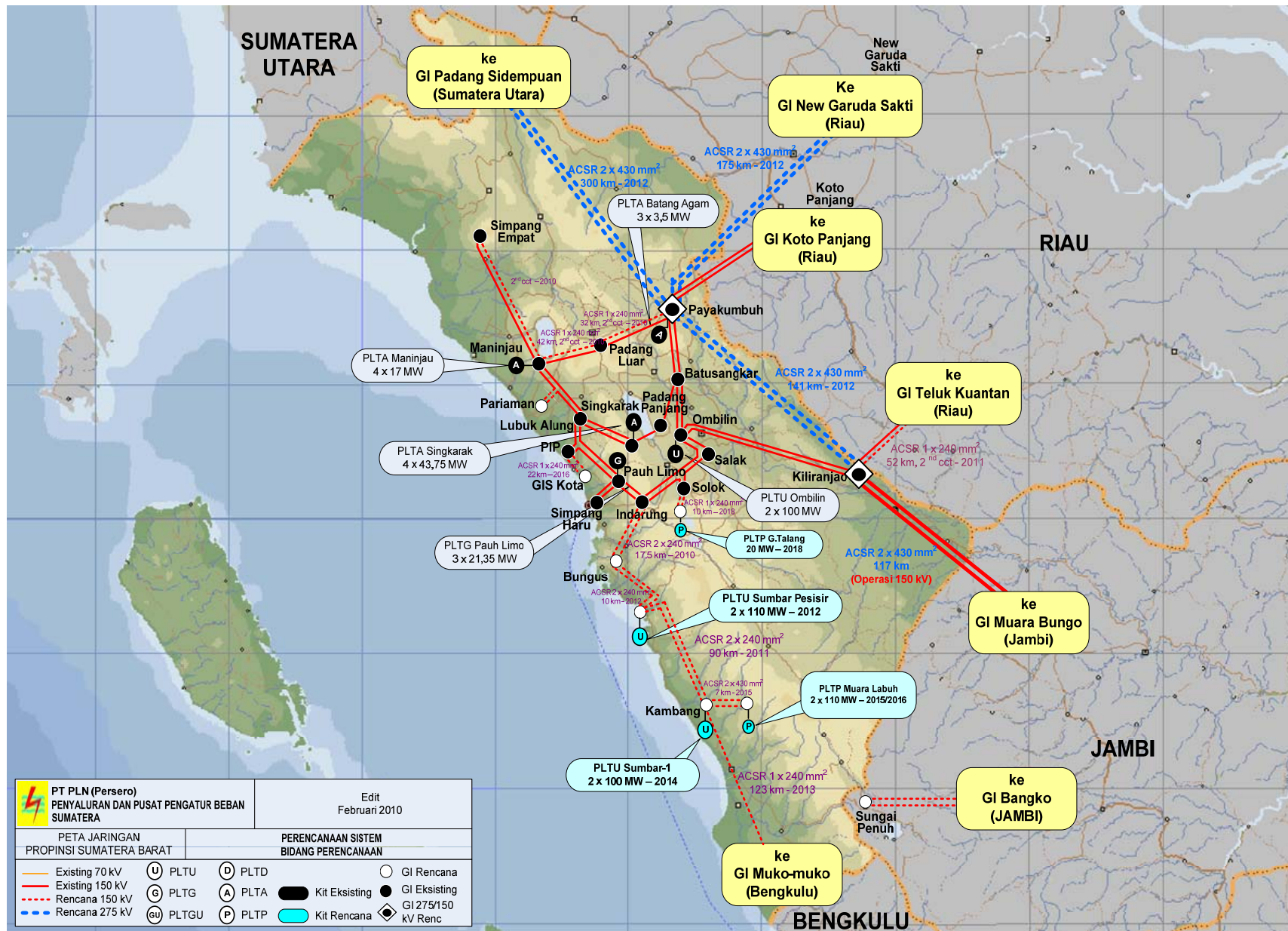
Sistem Sumatera Utara



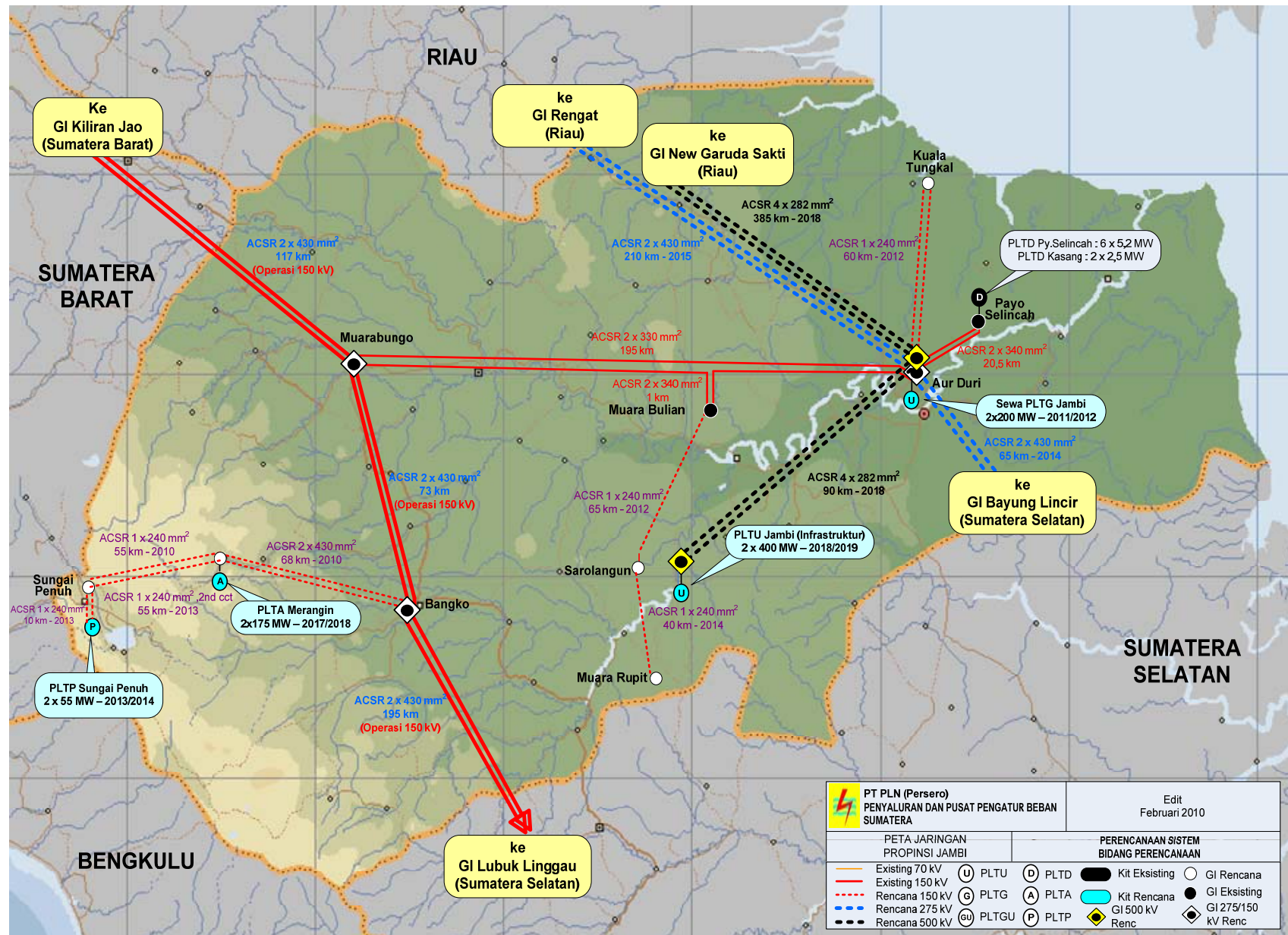
Sistem Riau



Sistem Sumatera Barat

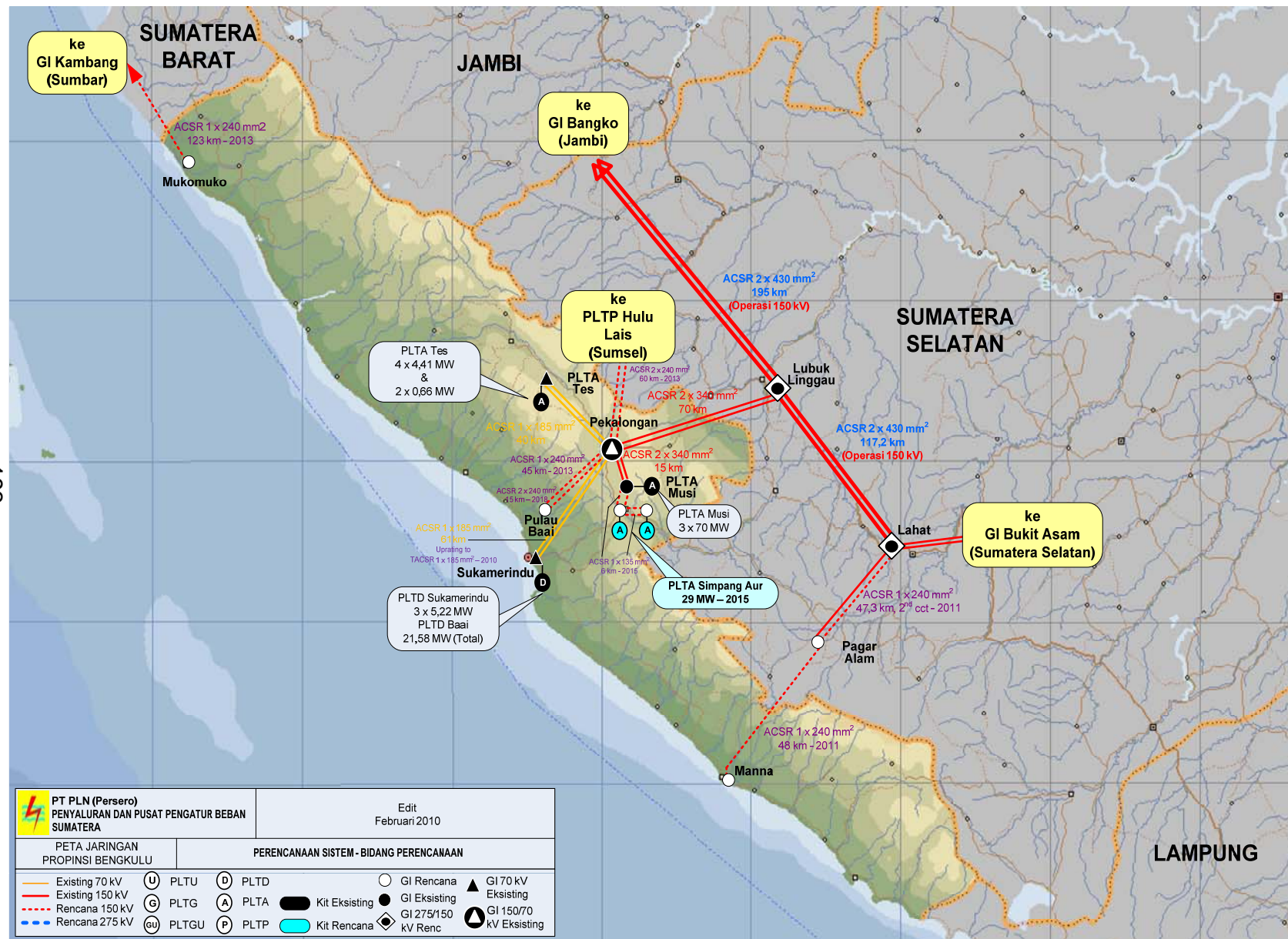


Sistem Jambi

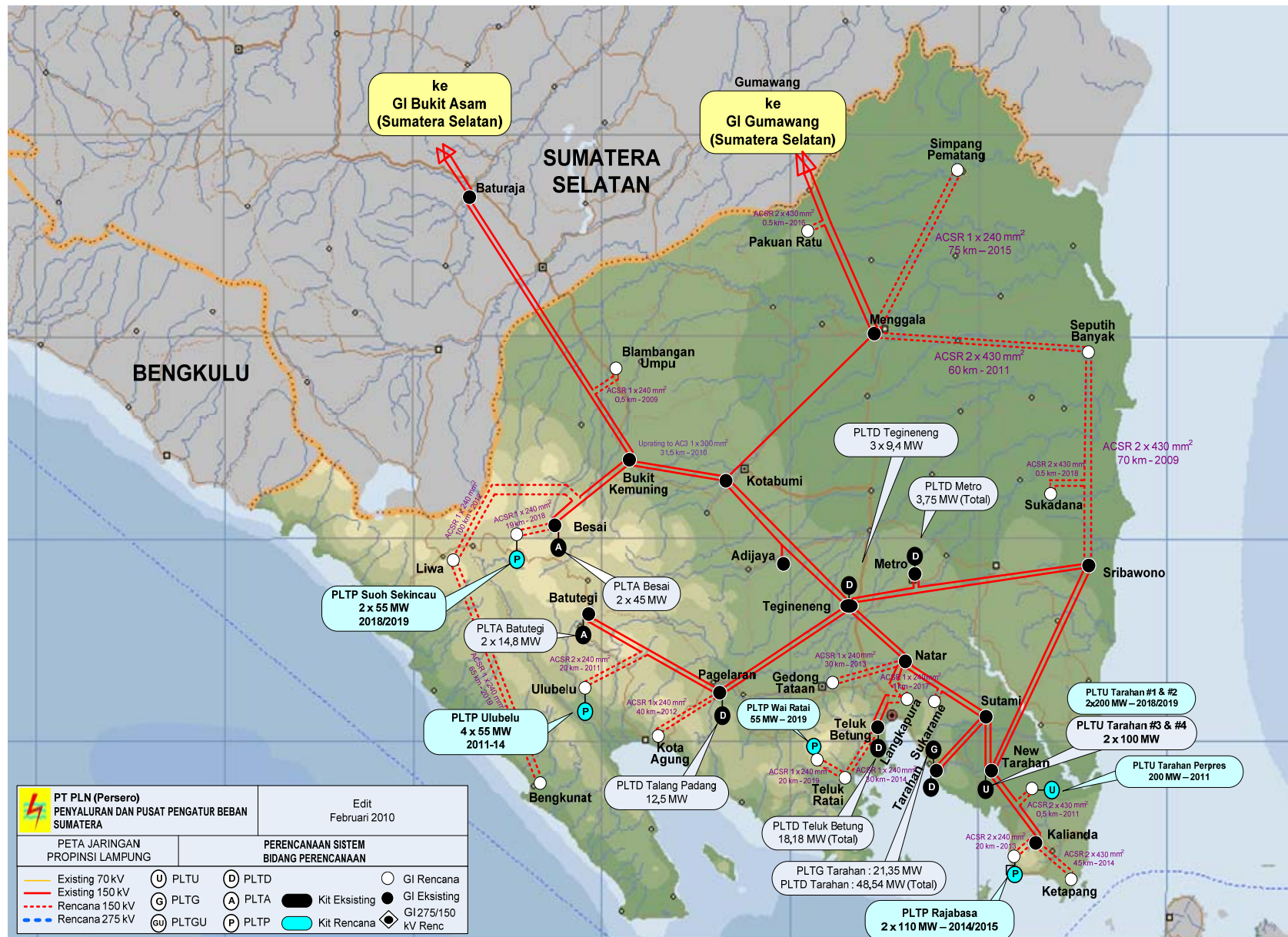


Sistem Bengkulu

193



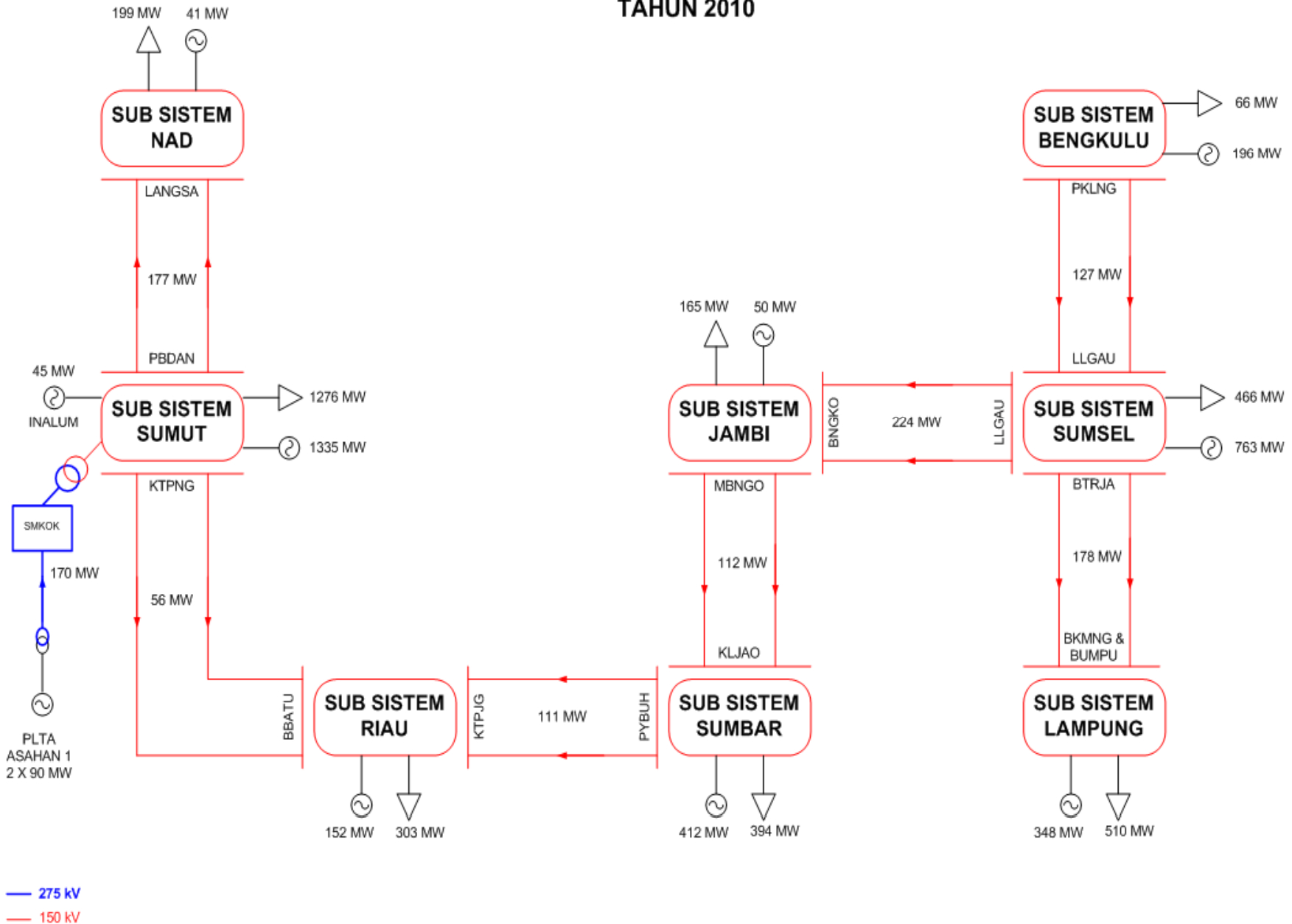
Sistem Lampung



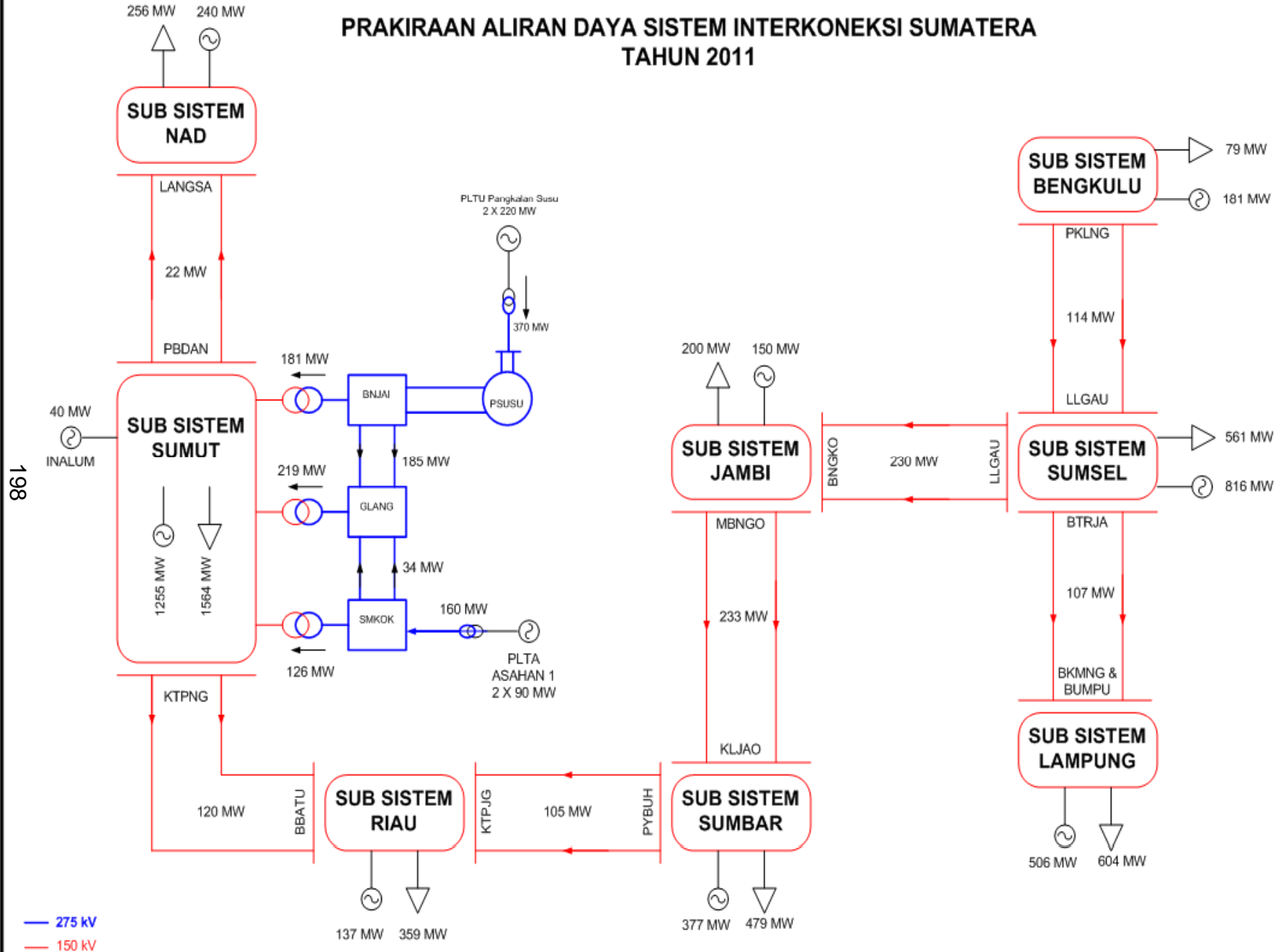
LAMPIRAN A1.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM INTERKONEKSI SUMATRA

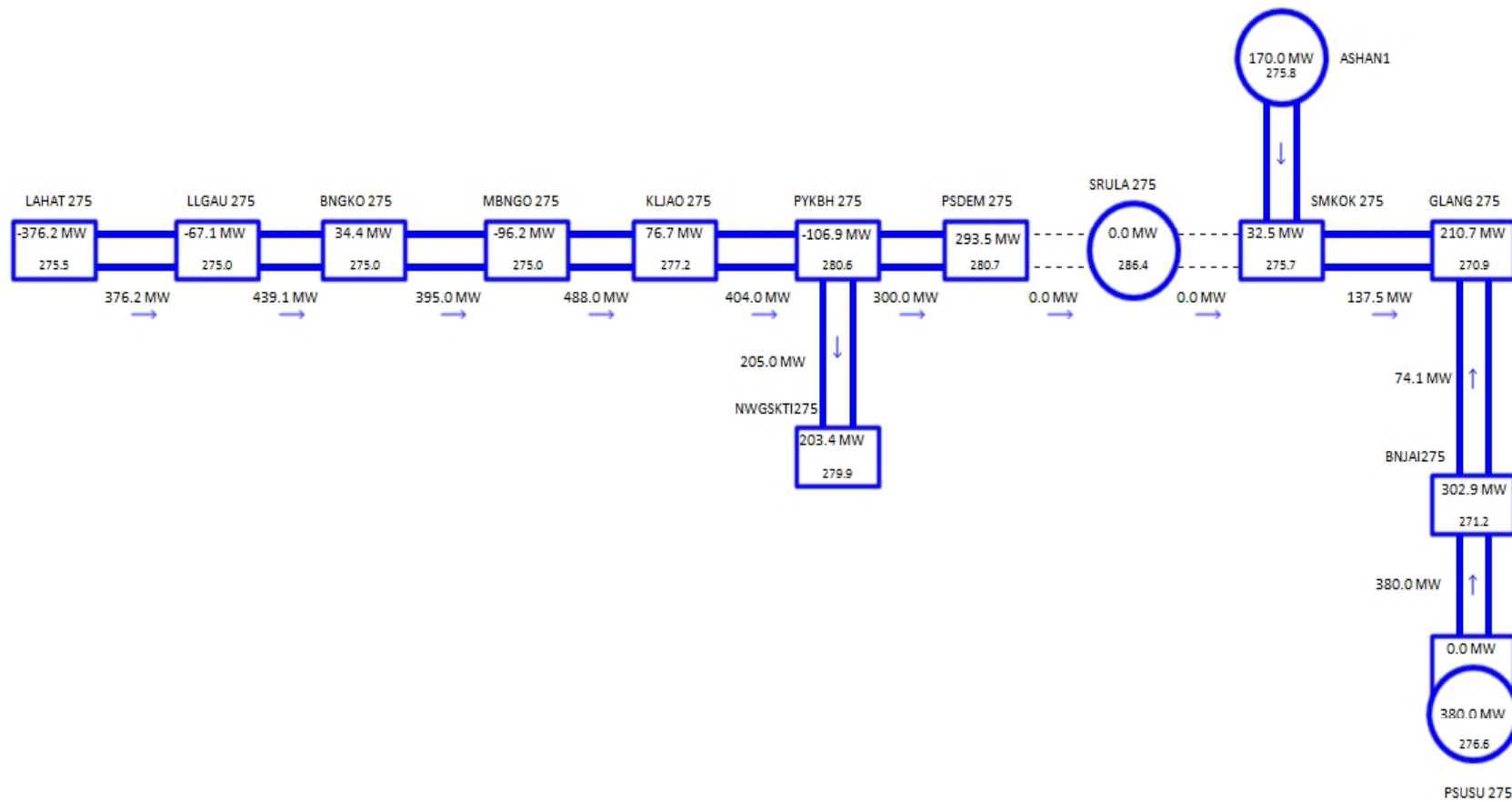
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA TAHUN 2010



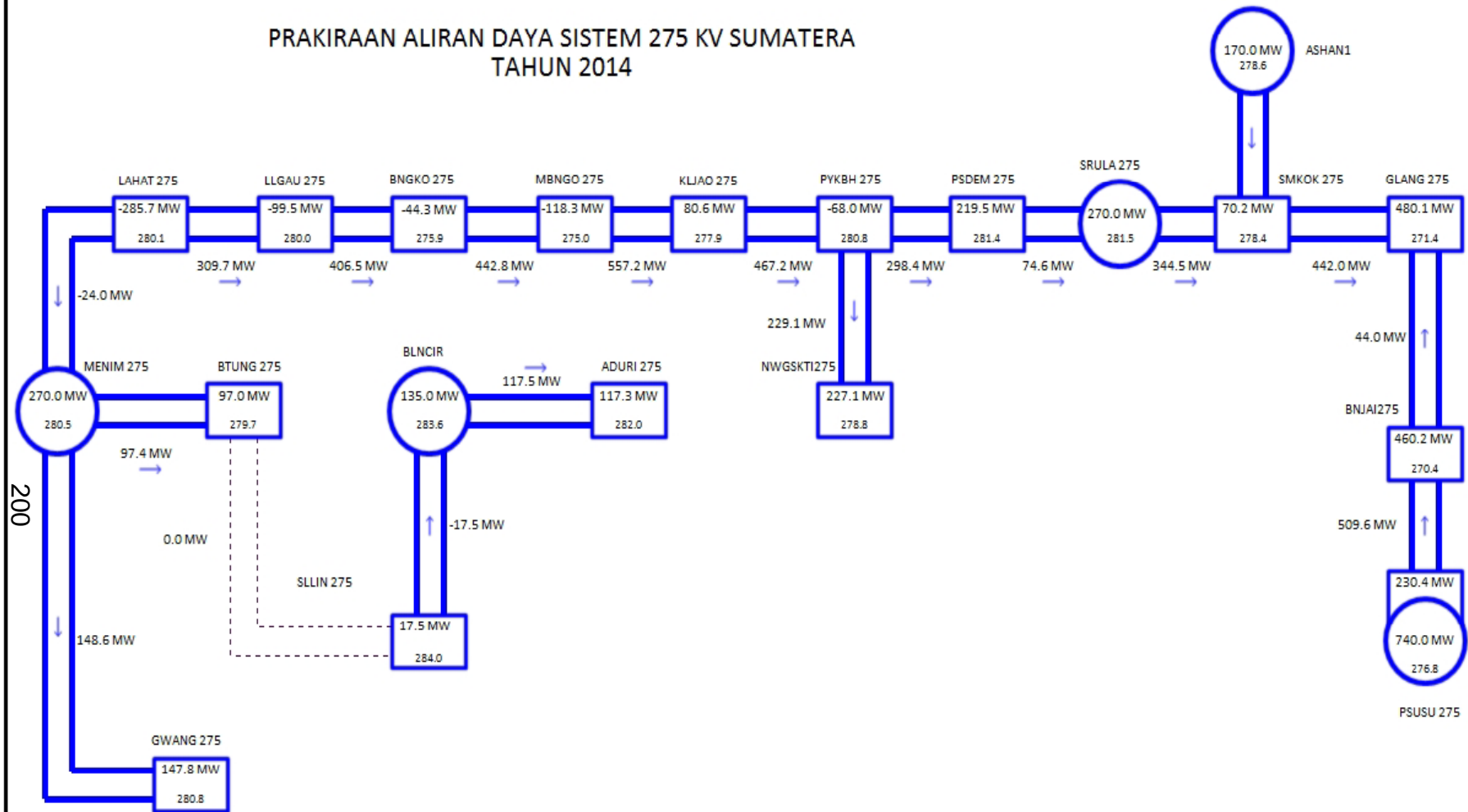
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA TAHUN 2011



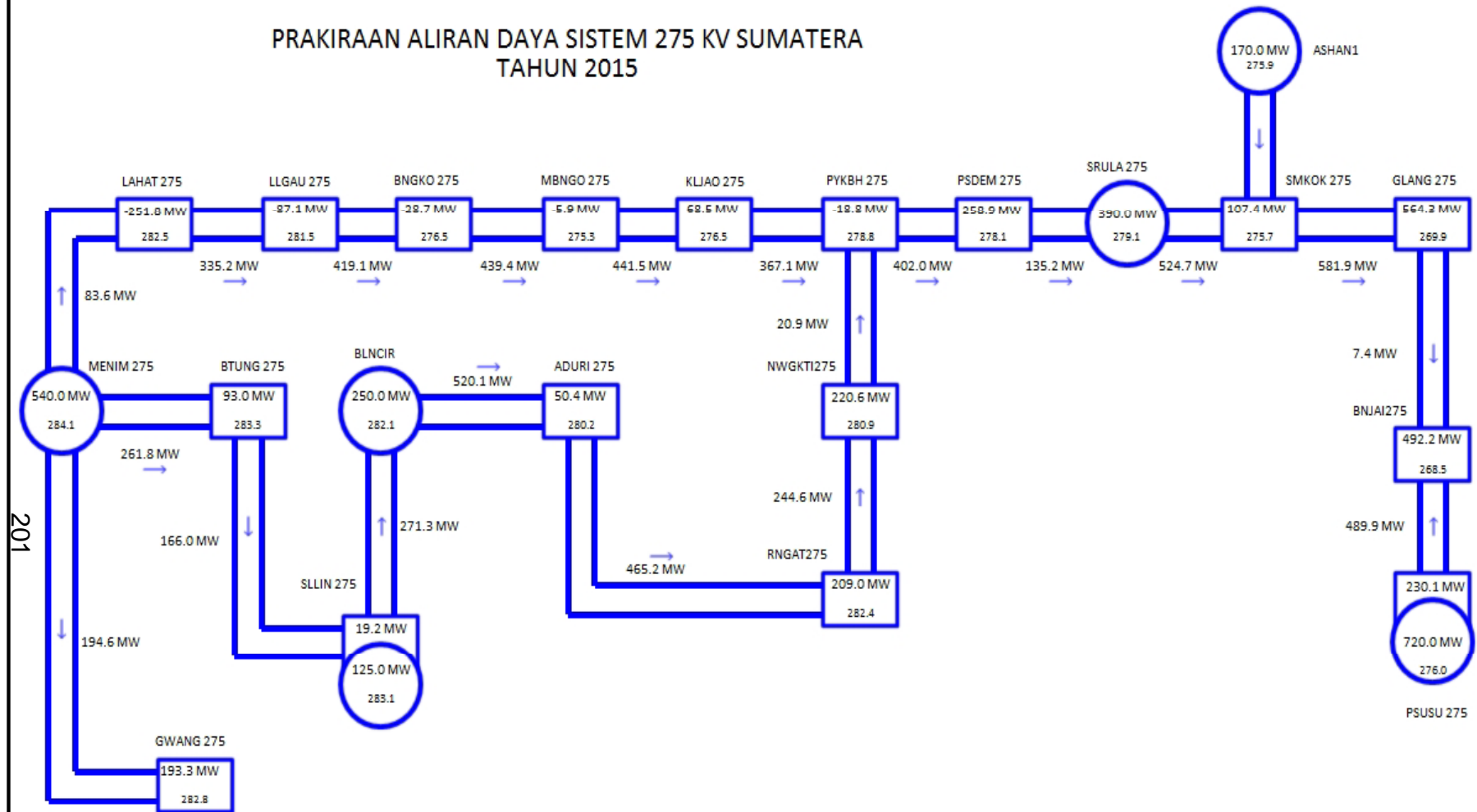
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV SUMATERA TAHUN 2012



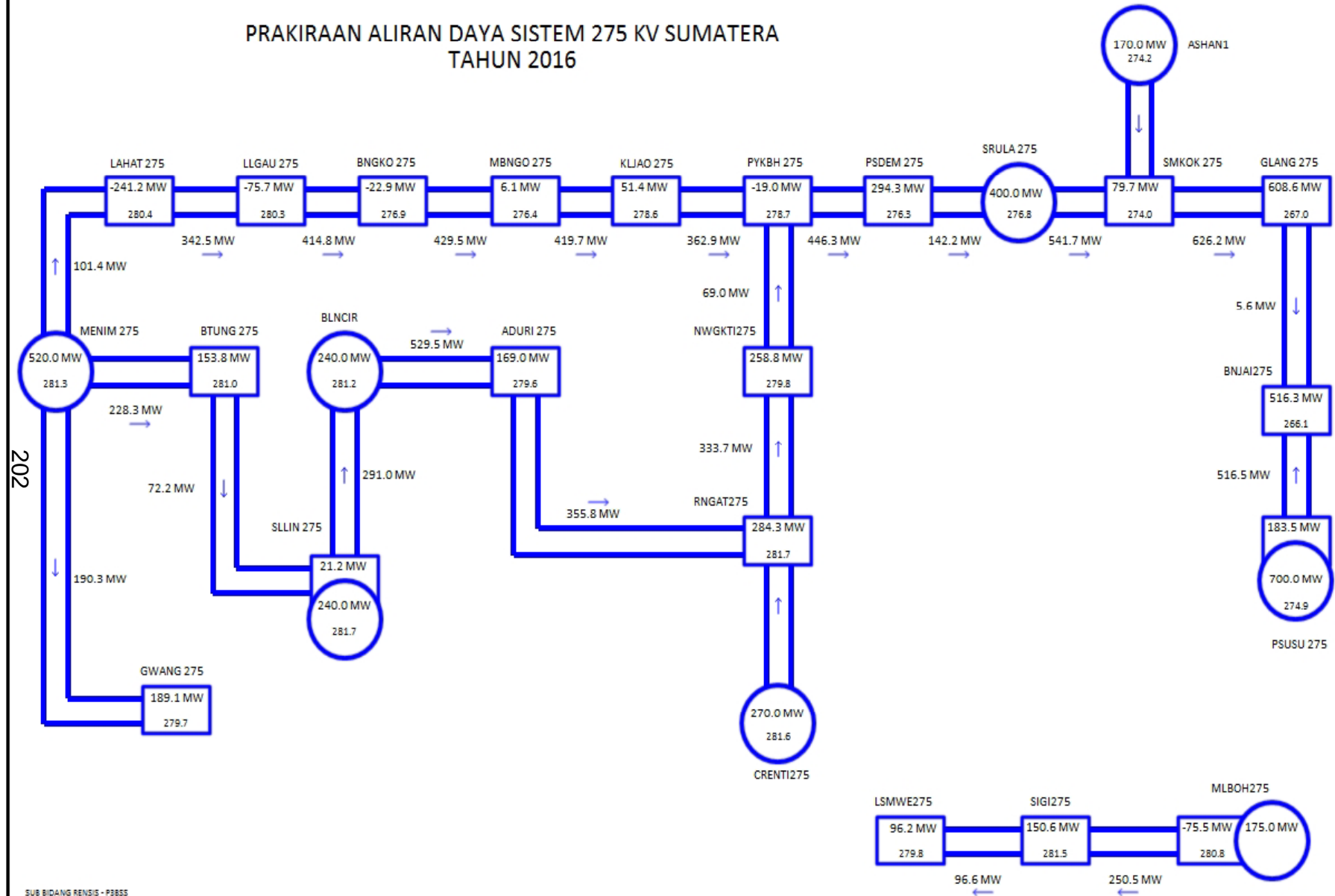
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV SUMATERA TAHUN 2014



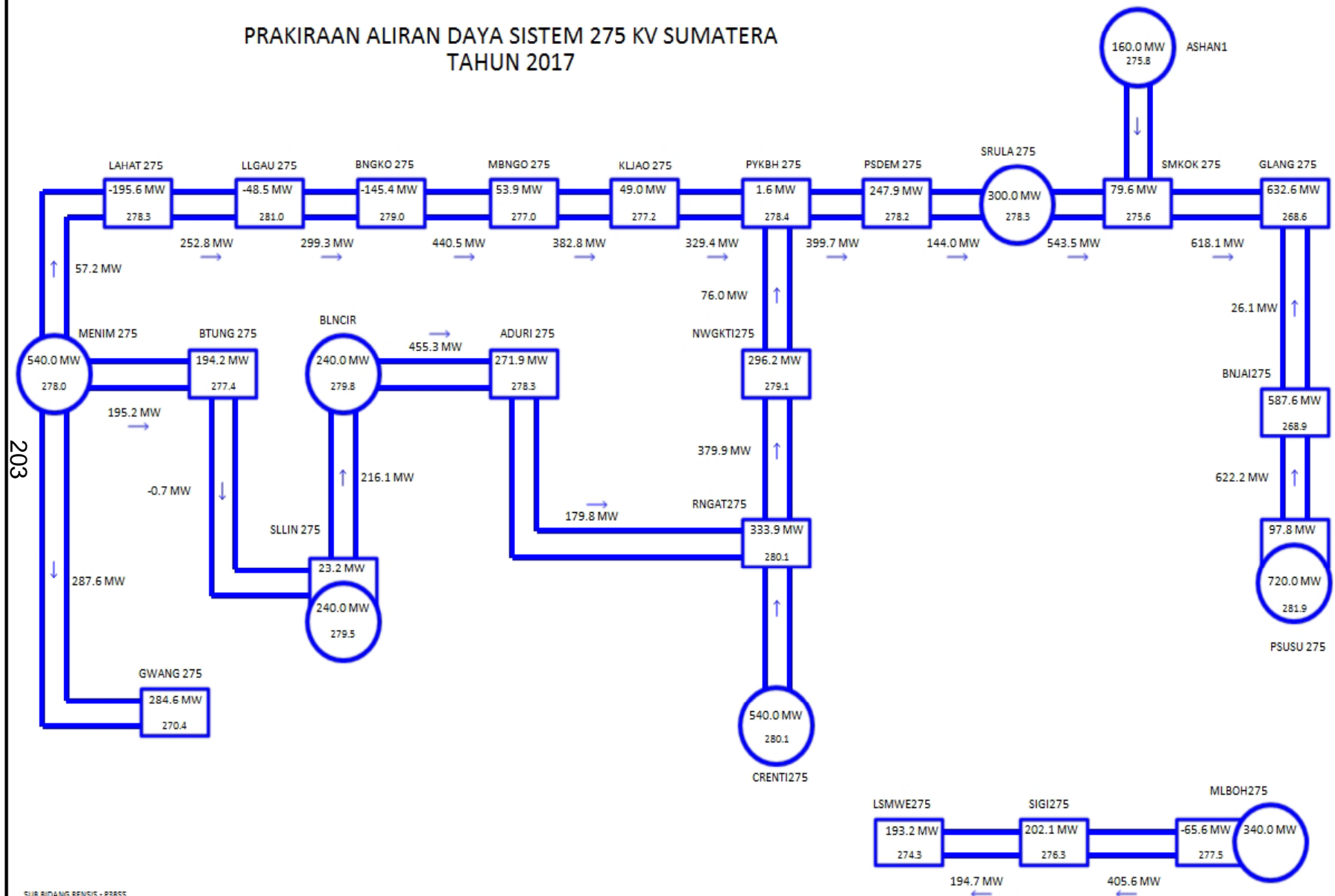
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV SUMATERA TAHUN 2015



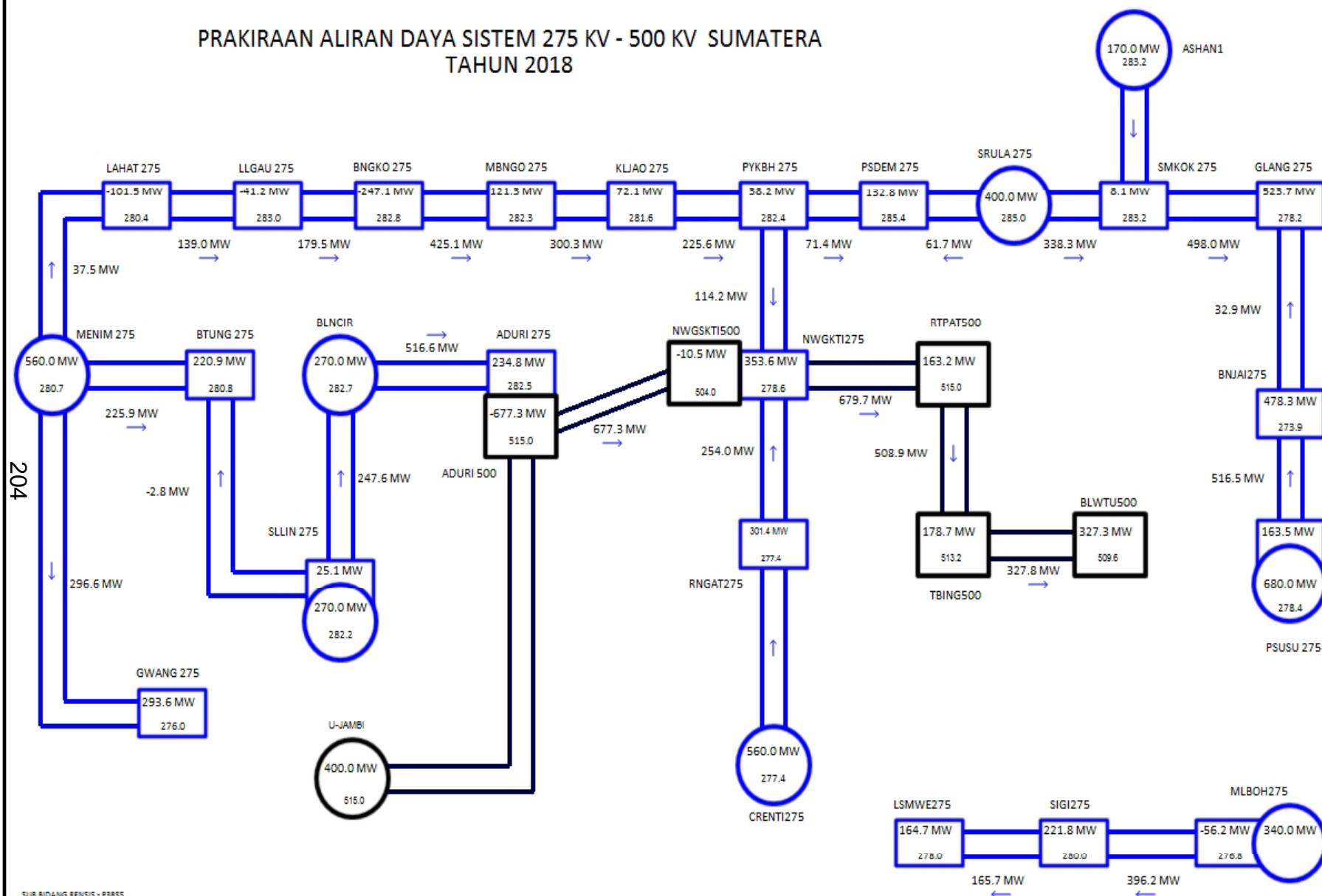
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV SUMATERA TAHUN 2016



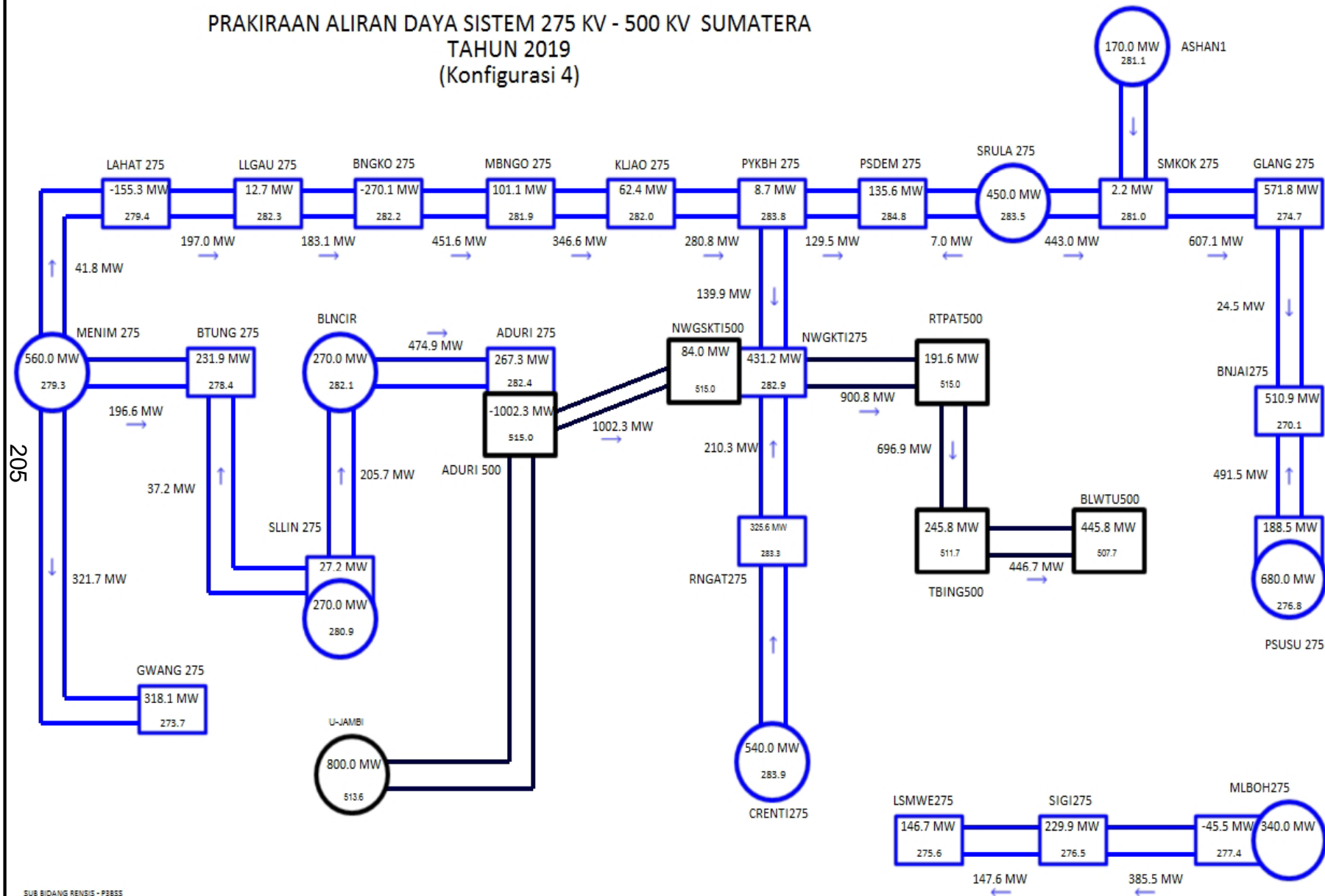
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV SUMATERA TAHUN 2017



PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV - 500 KV SUMATERA TAHUN 2018



**PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM 275 KV - 500 KV SUMATERA
TAHUN 2019
(Konfigurasi 4)**



LAMPIRAN A1.9

KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
PT. PLN (Persero) Regional Sumatera

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	2.760,7	3.055,9	482,3	434.905
2011	3.219,3	3.490,3	581,1	464.467
2012	3.542,8	3.501,6	819,7	487.538
2013	3.756,7	3.536,5	813,6	513.176
2014	4.030,2	3.638,4	815,5	541.199
2015	4.256,7	3.702,2	799,6	557.436
2016	4.612,7	4.100,5	1.018,9	597.889
2017	4.933,2	4.188,4	853,6	640.580
2018	5.280,8	4.498,1	823,0	683.799
2019	5.629,1	4.770,0	743,4	728.629
2010-2019	42.022,2	38.481,7	7.750,8	5.649.618

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Regional Sumatera

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	67,5	31,6	20,6	35,2	155,0
2011	75,7	35,7	22,9	38,4	172,7
2012	86,8	36,5	26,6	39,9	189,8
2013	92,6	37,5	28,2	42,0	200,4
2014	100,6	39,9	30,6	44,7	215,7
2015	108,0	42,0	32,9	46,6	229,6
2016	119,1	47,4	37,8	51,9	256,2
2017	128,9	50,1	39,1	56,2	274,3
2018	138,9	54,4	41,3	60,1	294,7
2019	148,3	58,0	43,0	63,6	313,0
2010-2019	1.066,3	433,2	323,0	478,7	2.301,2

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi NAD

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	392.9	434.2	18.6	41,154
2011	452.5	493.6	21.6	46,993
2012	471.2	512.2	22.5	48,972
2013	495.6	547.2	23.7	51,645
2014	530.4	583.4	25.5	55,521
2015	568.5	634.1	27.3	60,908
2016	562.9	619.2	25.9	56,757
2017	597.2	654.6	27.6	57,877
2018	627.9	697.6	29.1	59,091
2019	639.5	709.3	30.2	59,409
2010-2019	5,338.5	5,885.4	252.0	538,328

Bahan Review DF KPI DIREKSI Edit 15 Febuari 2010
PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi NAD

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	9.5	3.8	2.2	1.9	17.2
2011	10.9	4.3	2.5	2.1	19.8
2012	11.3	4.4	2.6	2.2	20.6
2013	11.9	4.7	2.7	2.3	21.7
2014	12.8	5.0	2.9	2.5	23.3
2015	13.7	5.5	3.2	2.7	25.0
2016	13.6	5.4	3.0	2.6	24.5
2017	14.4	5.7	3.2	2.8	26.0
2018	15.1	6.0	3.4	3.0	27.5
2019	15.4	6.1	3.5	3.0	28.1
2010-2019	128.5	50.9	29.2	25.1	233.7

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Sumatera Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	897.0	850.1	298.7	120,034
2011	1,017.1	933.0	373.2	129,143
2012	1,304.0	859.8	601.6	128,158
2013	1,402.6	778.1	583.3	128,093
2014	1,534.0	682.2	579.0	129,683
2015	1,667.8	537.9	553.6	119,324
2016	1,943.8	771.1	793.6	136,317
2017	2,132.9	607.5	588.3	144,717
2018	2,322.3	639.3	527.4	152,481
2019	2,497.2	634.7	397.1	158,742
2010-2019	16,718.6	7,293.7	5,296.0	1,346,693

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Sumut

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	26.5	7.5	3.7	10.5	48.2
2011	30.2	8.3	4.5	11.4	54.4
2012	38.9	7.7	6.6	11.3	64.5
2013	41.5	6.9	6.4	11.2	66.1
2014	44.2	5.9	6.4	11.1	67.6
2015	46.6	4.5	6.1	9.9	67.1
2016	52.7	6.3	8.5	11.0	78.5
2017	56.7	4.9	6.6	11.4	79.6
2018	61.0	5.1	6.1	11.9	84.1
2019	65.7	5.0	4.9	12.3	88.0
2010-2019	464.0	62.3	59.8	111.9	698.0

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Sumatera Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	202.0	296.1	24.6	44,078
2011	226.3	334.2	28.0	50,444
2012	269.9	344.4	35.4	52,919
2013	280.4	359.1	37.9	56,180
2014	296.9	381.7	41.3	60,800
2015	315.3	407.0	45.2	65,998
2016	304.0	393.9	45.0	65,237
2017	318.7	414.5	48.5	71,193
2018	331.6	432.8	51.9	72,433
2019	340.8	446.5	54.8	73,577
2010-2019	2,885.9	3,810.2	412.5	612,858

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Sumbar

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	5.3	3.5	1.8	2.6	13.3
2011	6.0	4.0	2.0	3.0	15.0
2012	7.1	4.1	2.6	3.2	17.0
2013	7.4	4.3	2.7	3.4	17.8
2014	7.8	4.5	3.0	3.6	19.0
2015	8.3	4.8	3.3	4.0	20.4
2016	8.0	4.7	3.3	3.9	19.9
2017	8.4	4.9	3.5	4.3	21.1
2018	8.8	5.1	3.8	4.3	22.0
2019	9.0	5.3	4.0	4.4	22.7
2010-2019	76.2	45.2	29.9	36.8	188.1

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Riau

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	391.9	451.7	47.3	45,716
2011	408.4	493.3	51.7	49,187
2012	446.6	539.2	56.5	53,028
2013	493.9	596.2	62.5	57,892
2014	579.9	699.3	73.3	66,798
2015	657.4	792.5	83.0	74,851
2016	744.2	896.9	94.0	83,877
2017	834.2	1,005.3	105.3	90,643
2018	927.5	1,117.7	117.1	99,859
2019	1,018.4	1,227.0	128.5	106,987
2010-2019	6,502.3	7,818.9	819.1	728,838

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Riau

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	8.8	4.4	4.5	2.3	20.0
2011	9.2	4.8	4.9	2.5	21.4
2012	10.1	5.2	5.4	2.7	23.3
2013	11.1	5.8	6.0	2.9	25.8
2014	13.1	6.8	7.0	3.4	30.2
2015	14.8	7.6	7.9	3.8	34.2
2016	16.8	8.7	9.0	4.2	38.6
2017	18.8	9.7	10.0	4.6	43.1
2018	20.9	10.8	11.2	5.0	47.9
2019	22.9	11.8	12.3	5.4	52.4
2010-2019	146.5	75.5	78.1	36.7	336.8

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kepulauan Riau

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	90.8	103.1	10.8	9,385
2011	94.6	112.6	11.8	10,098
2012	103.5	123.0	12.9	10,886
2013	114.5	136.0	14.3	11,885
2014	134.4	159.6	16.7	13,713
2015	152.3	180.8	18.9	15,367
2016	172.4	204.7	21.4	17,220
2017	193.3	229.4	24.0	18,609
2018	214.9	255.0	26.7	20,501
2019	236.0	280.0	29.3	21,964
2010-2019	1,506.8	1,784.1	186.9	149,628

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kepulauan Riau

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	2.0	1.0	1.0	0.5	4.5
2011	2.1	1.1	1.1	0.5	4.9
2012	2.3	1.2	1.2	0.5	5.3
2013	2.6	1.3	1.4	0.6	5.8
2014	3.0	1.5	1.6	0.7	6.9
2015	3.4	1.7	1.8	0.8	7.8
2016	3.9	2.0	2.0	0.9	8.8
2017	4.4	2.2	2.3	0.9	9.8
2018	4.8	2.5	2.5	1.0	10.9
2019	5.3	2.7	2.8	1.1	11.9
2010-2019	34.0	17.2	17.8	7.5	76.5

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Jambi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	128.0	121.4	12.0	21,167
2011	149.2	144.3	13.9	24,462
2012	162.7	156.0	14.7	25,984
2013	176.8	170.0	16.4	27,942
2014	188.7	181.9	17.2	29,445
2015	202.7	195.7	19.0	31,278
2016	235.7	228.1	21.6	35,839
2017	255.6	247.5	24.0	38,326
2018	278.1	269.5	25.7	41,049
2019	300.9	291.8	28.5	43,925
2010-2019	2,078.5	2,006.3	192.9	319,417

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Jambi

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	2.3	1.2	1.0	3.2	7.7
2011	2.7	1.5	1.1	3.7	9.0
2012	2.9	1.6	1.2	3.9	9.6
2013	3.2	1.7	1.3	4.2	10.5
2014	3.4	1.9	1.4	4.5	11.1
2015	3.6	2.0	1.5	4.8	11.9
2016	4.2	2.3	1.7	5.4	13.7
2017	4.6	2.5	1.9	5.8	14.9
2018	5.0	2.8	2.1	6.2	16.0
2019	5.4	3.0	2.3	6.7	17.3
2010-2019	37.1	20.5	15.5	48.6	121.7

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Sumatera Selatan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	376.1	310.7	30.7	42,828
2011	436.1	367.0	35.2	49,195
2012	473.6	394.6	37.2	52,010
2013	518.7	433.2	41.8	56,354
2014	568.7	475.4	45.0	60,925
2015	629.4	526.5	51.2	66,597
2016	753.7	631.6	59.7	78,582
2017	833.9	699.2	67.8	85,745
2018	918.0	770.1	73.3	92,917
2019	992.7	833.6	81.3	99,385
2010-2019	6,500.9	5,441.8	523.2	684,540

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Sumsel

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	6.7	3.2	2.5	6.5	18.9
2011	7.8	3.8	2.8	7.5	21.9
2012	8.5	4.0	3.0	7.9	23.4
2013	9.3	4.4	3.4	8.6	25.6
2014	10.2	4.9	3.6	9.3	27.9
2015	11.2	5.4	4.1	10.1	30.9
2016	13.5	6.5	4.8	11.9	36.7
2017	14.9	7.2	5.5	13.0	40.5
2018	16.4	7.9	5.9	14.1	44.3
2019	17.7	8.5	6.5	15.1	47.9
2010-2019	116.0	55.7	42.1	104.1	317.9

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Bengkulu

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	58.0	59.5	5.9	19,044
2011	67.2	70.3	6.7	21,875
2012	73.0	75.6	7.1	23,127
2013	79.9	83.0	8.0	25,058
2014	87.6	91.1	8.6	27,091
2015	97.0	100.8	9.8	29,613
2016	116.2	121.0	11.4	34,942
2017	128.5	133.9	13.0	38,127
2018	141.5	147.5	14.0	41,316
2019	153.0	159.7	15.6	44,193
2010-2019	1,001.9	1,042.2	100.2	304,387

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Bengkulu

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	1.0	0.6	0.5	2.9	5.0
2011	1.2	0.7	0.5	3.3	5.8
2012	1.3	0.8	0.6	3.5	6.2
2013	1.4	0.8	0.6	3.8	6.7
2014	1.6	0.9	0.7	4.1	7.3
2015	1.7	1.0	0.8	4.5	8.1
2016	2.1	1.2	0.9	5.3	9.5
2017	2.3	1.4	1.0	5.8	10.5
2018	2.5	1.5	1.1	6.3	11.4
2019	2.7	1.6	1.3	6.7	12.3
2010-2019	17.9	10.7	8.1	46.3	82.9

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Lampung

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	114.0	368.5	40.9	95,700
2011	181.4	327.1	38.0	83,886
2012	140.5	296.4	35.8	90,845
2013	134.3	307.5	38.7	99,637
2014	129.8	324.8	42.7	112,213
2015	125.3	345.3	47.4	125,291
2016	118.2	363.5	52.1	135,800
2017	106.0	376.2	56.2	156,709
2018	99.2	400.3	62.5	172,373
2019	86.3	409.1	66.7	188,531
2010-2019	1,234.9	3,518.8	481.1	1,260,985

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Lampung

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	2.9	5.0	2.9	4.1	14.9
2011	2.3	4.7	2.6	3.7	13.3
2012	2.1	5.1	2.7	4.0	13.9
2013	2.0	5.5	2.8	4.3	14.6
2014	1.9	6.1	3.0	4.8	15.8
2015	1.8	6.7	3.1	5.4	17.0
2016	1.7	7.3	3.3	5.8	18.0
2017	1.6	8.1	3.5	6.6	19.8
2018	1.4	8.8	3.6	7.3	21.1
2019	1.2	9.4	3.7	7.9	22.2
2010-2019	18.8	66.6	31.4	53.8	170.6

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Bangka Belitung

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	207.5	170.1	9.7	12,670
2011	283.1	321.9	18.3	14,972
2012	190.1	294.8	16.8	16,321
2013	187.2	249.7	14.2	18,009
2014	225.5	285.1	16.2	20,262
2015	232.4	326.4	18.6	22,873
2016	228.3	379.3	21.6	27,488
2017	245.4	429.6	24.5	32,907
2018	253.6	483.1	27.6	33,996
2019	253.5	536.5	30.6	35,084
2010-2019	2,306.7	3,476.6	198.1	234,581

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Bangka Belitung

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	2.5	1.4	0.6	0.7	5.2
2011	3.4	2.6	0.7	0.7	7.4
2012	2.3	2.4	0.8	0.6	6.1
2013	2.2	2.1	0.8	0.7	5.8
2014	2.7	2.3	1.0	0.7	6.7
2015	2.8	2.7	1.1	0.8	7.3
2016	2.7	3.1	1.3	0.8	7.9
2017	2.9	3.5	1.4	1.0	8.9
2018	3.0	4.0	1.6	0.9	9.5
2019	3.0	4.4	1.8	0.9	10.1
2010-2019	27.3	28.6	11.1	7.9	74.9

LAMPIRAN A1.10

PROGRAM LISTRIK PERDESAAN SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Regional Sumatera

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	514,1	497,0	11,7	265	13.302
2011	2.970,1	2.729,2	75,1	1.199	112.799
2012	3.852,7	3.477,5	91,6	1.448	131.901
2013	3.657,2	3.260,8	89,8	1.456	122.274
2014	3.539,5	3.207,4	89,1	1.479	125.131
Total	14.533,6	13.171,8	357,2	5.847,5	505.407

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Regional Sumatera (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	92.699,1	39.609,5	26.584,1	15.472,2	3.563,0	177.927,9
2011	616.568,9	277.465,2	154.594,1	24.238,0	11.606,1	1.084.472,4
2012	871.256,8	364.616,0	205.186,7	-	62.821,8	1.503.881,3
2013	893.240,2	378.469,5	218.991,7	-	64.548,5	1.555.250,0
2014	953.237,8	406.867,9	231.746,3	-	68.970,4	1.660.822,4
Total	3.427.002,9	1.467.028,1	837.103,0	39.710,2	211.509,8	5.982.353,9

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi NAD

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	37.0	38.5	0.7	18	1		
2011	109.8	117.2	11.3	64		1	3,987
2012	150.0	191.1	8.0	95			4,762
2013	164.1	209.0	7.7	114			5,227
2014	162.0	221.0	6.5	108			5,518

220

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi NAD (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total
2010	7,178.9	4,353.5	1,614.7	1,447.9	14,595.0
2011	25,499.5	16,872.1	7,760.9	22,274.5	72,407.1
2012	41,244.3	30,311.1	12,678.5		84,233.9
2013	50,575.4	36,497.2	16,376.6		103,449.2
2014	57,039.7	42,330.8	17,476.7		116,847.2

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	42.0	40.2	1.3	43	1,112
2011	354.3	154.6	3.7	149	8,920
2012	460.0	215.7	3.1	123	11,544
2013	440.0	200.3	4.6	185	11,042
2014	422.0	210.1	6.0	240	10,590

221

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Utara (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Total
2010	7,432.4	3,413.0	2,908.2	13,753.7
2011	69,180.0	14,333.1	10,666.9	94,179.9
2012	98,780.7	21,369.7	13,294.5	133,444.9
2013	103,883.2	22,297.1	18,055.1	144,235.4
2014	109,661.8	25,317.3	18,360.6	153,339.6

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	50.0	55.0	0.5	43	
2011	251.7	268.8	5.0	86	8,949
2012	316.0	306.6	6.2	112	10,000
2013	301.0	307.1	7.5	80	9,480
2014	273.0	295.1	7.5	80	12,000

222

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Barat (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Total
2010	9,136.9	4,088.7	1,436.8	14,662.5
2011	61,044.7	23,637.2	10,271.8	94,953.8
2012	86,395.8	32,405.6	15,496.6	134,298.0
2013	93,044.3	38,420.5	13,778.1	145,243.0
2014	97,560.9	41,415.9	16,348.2	155,325.0

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Riau & Riau Kepulauan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	30.0	44.4	0.3	12	4	5	32,815
2011	214.2	352.3	18.3	277			
2012	175.0	200.0	7.9	100			
2013	170.0	190.0	7.7	97			
2014	170.0	180.0	7.9	100			

223

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Riau & Riau Kepulauan (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	6,591.4	3,360.3	1,605.7	13,429.3		24,986.7
2011	50,647.6	42,896.2	42,843.4			136,387.3
2012	45,633.8	23,934.3	17,226.5		31,173.8	117,968.3
2013	47,998.8	24,352.8	18,183.0		35,147.5	125,682.0
2014	51,653.8	24,460.3	20,062.5		36,783.8	132,960.3

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Jambi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA		
2010	93.4	55.0	1.5	30	2,970
2011	348.5	282.9	15.7	236	14,765
2012	443.7	564.3	26.0	390	28,700
2013	471.0	535.0	26.0	379	18,400
2014	436.1	572.1	25.0	360	16,400

224

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Jambi (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	16,363.7	3,438.8	3,236.5	1,298.4	24,337.4
2011	70,564.1	21,091.1	33,126.0	11,606.1	136,387.3
2012	96,251.7	45,788.5	56,454.6	15,153.6	213,648.5
2013	109,329.6	49,157.8	60,990.9	10,686.7	230,165.0
2014	114,396.1	57,148.8	64,089.1	10,477.6	246,111.6

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Selatan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	100.0	75.0	1.5	30	25,855 36,000 39,000 42,000
2011	591.1	494.8	6.2	167	
2012	800.0	575.0	11.8	235	
2013	750.0	611.0	12.0	240	
2014	750.0	560.0	11.3	225	

225

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Sumatera Selatan (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Total
2010	13,377.2	6,862.1	2,699.3	22,938.6
2011	86,697.5	49,793.7	16,523.8	153,015.0
2012	129,490.0	63,650.0	25,580.0	218,720.0
2013	133,530.0	74,410.0	28,740.0	236,680.0
2014	146,890.0	74,960.0	29,640.0	251,490.0

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Bengkulu

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	60.0	75.4	2.2	33	4,300
2011	460.0	401.0	5.4	108	
2012	752.0	654.0	8.8	176	
2013	769.0	668.0	9.1	180	
2014	776.0	674.0	9.2	184	

226

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Bengkulu (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	12,153.9	6,271.4	5,241.2	1,047.9	24,714.4
2011	102,399.7	34,523.0	13,847.7		150,770.3
2012	175,771.0	59,102.7	23,694.7		258,568.4
2013	188,731.8	63,360.6	25,586.2		277,678.7
2014	199,972.1	67,117.3	27,310.9		294,400.4

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Lampung

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	60.0	75.4	2.2	33	4,300
2011	406.1	370.7	5.6	65	14,768
2012	420.0	530.8	8.3	102	20,000
2013	227.1	310.5	6.4	76	20,000
2014	205.4	280.0	4.1	52	20,000

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Lampung (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	12,153.9	6,270.4	5,241.2	1,047.9	24,713.4
2011	99,150.2	45,265.7	13,283.5		157,699.4
2012	123,215.6	63,528.7	24,552.0	13,469.8	224,766.1
2013	80,342.6	44,592.9	22,138.0	16,163.7	163,237.2
2014	87,039.7	48,258.6	17,907.8	19,396.5	172,602.5

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Bangka Belitung

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	41.7	38.0	1.7	23	1		620
2011	234.3	286.9	3.8	48	3		2,740
2012	336.0	240.0	11.7	115			6,690
2013	365.0	230.0	9.1	105			5,370
2014	345.0	215.0	11.6	130			4,418

228

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Bangka Belitung (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	8,310.8	1,551.3	2,600.4	595.0	168.8	13,226.3
2011	51,385.5	29,053.1	6,270.2	1,963.5		88,672.3
2012	74,473.9	24,525.4	16,209.4		3,024.7	118,233.4
2013	85,804.5	25,380.7	15,143.8		2,550.6	128,879.5
2014	89,023.8	25,859.0	20,550.5		2,312.5	137,745.8

LAMPIRAN A1.11

PROGRAM ENERGI BARU DAN TERBARUKAN SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

(Program EBT Nasional telah diuraikan pada narasi batang tubuh Bab 4.11, halaman 96. Rincian program EBT Sumatera sedang dikembangkan lebih lanjut pada saat penulisan RUP TL ini, sehingga belum dapat disajikan dalam Lampiran A1.11 ini)

LAMPIRAN A1.12

PROYEKSI KEBUTUHAN KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM INTERKONEKSI SUMATERA

Proyeksi Kebutuhan Investasi Pembangkit, Transmisi & Distribusi
[Fixed Asset Addition]
Sumatra

(Juta US\$)

Tahun	Investasi			Total
	Pembangkit	T/L dan GI	Distribusi	
2010	300.0	79.1	153.4	532.4
2011	1,327.6	436.6	170.6	1,934.7
2012	473.2	515.2	187.2	1,175.6
2013	2,430.0	220.4	198.1	2,848.5
2014	3,791.0	403.4	214.9	4,409.2
2015	921.0	377.3	230.6	1,528.9
2016	1,090.0	578.1	259.6	1,927.7
2017	1,554.5	75.8	279.5	1,909.8
2018	1,664.5	444.3	301.3	2,410.1
2019	1,650.0	54.5	320.1	2,024.6
Total	15,201.8	3,184.5	2,315.2	20,701.5

LAMPIRAN A2.

SISTEM KALIMANTAN BARAT

A2.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Sistem Kalimantan Barat (Khatulistiwa) merupakan salah satu sistem besar di pulau Kalimantan selain Sistem Kaltim (Mahakam) dan Sistem Kalimantan Selatan & Tengah (Barito). Saat ini sistem Kalimantan Barat belum terinterkoneksi dengan sistem Kalimantan Selatan dan Tengah.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik tahun 2010-2019, diperkirakan produksi energi listrik pada sistem Kalbar meningkat rata-rata 12.8% per tahun, yaitu meningkat dari 1.046 GWh pada tahun 2010 menjadi 3.221 GWh pada tahun 2019.

Faktor beban diperkirakan antara 66.3% sampai 68.6%

Beban puncak sistem Kalbar pada tahun 2010 sebesar 175 MW akan meingkat menjadi 548 MW pada tahun 2019 dengan tersambunganya beberapa sistem isolated yaitu sistem Singkawang, Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang. Sistem-sistem kecil lainnya masih beroperasi isolated.

Proyeksi kebutuhan beban sistem Kalimantan Barat tahun 2010 – 2019 diberikan pada Lampiran A2.1.

A2.2 Neraca Daya

Sistem interkoneksi

Sistem interkoneksi Kalimantan Barat termasuk salah satu wilayah yang memiliki potensi pertumbuhan tinggi, yaitu tumbuh rata-rata 13% per tahun sampai dengan tahun 2019. Kapasitas terpasang pembangkit saat ini adalah 335 MW, dimana semua pembangkit di sistem Kalbar menggunakan BBM sehingga biaya operasi sangat tinggi.

Tambahan pembangkit pada sistem Kalbar seluruhnya masih dalam tahap rencana, kecuali PLTU Percepatan Tahap 1, yaitu PLTU Parit Baru (2x50 MW) dan PLTU Kura-kura (2x25 MW) yang direncanakan beroperasi tahun 2012. Penandatanganan kontrak untuk kedua PLTU ini sudah dilaksanakan pada tahun 2009.

Untuk mengurangi biaya operasi yang tinggi di Sistem Kalbar, upaya jangka pendek yang dilakukan adalah sewa PLTD MFO pada tahun 2010, sehingga mengurangi pengoperasian PLTG HSD yang biaya produksi per kWh nya lebih tinggi. Selain itu untuk jangka panjang direncanakan tambahan beberapa poyek pembangkit PLTU batubara dan PLTA. PLTA Nanga Pinoh (98 MW) harus dilakukan studi ulang, sehingga dijadwalkan agak jauh di tahun 2018.

PLTU Batubara

Dengan adanya sumber batubara di Kabupaten Sintang, maka direncanakan PLTU batubara 3x7 MW di Sintang untuk beroperasi pada tahun 2016. Selain itu PLTU IPP juga akan dilaksanakan di Ketapang sebesar 2x10 MW.

PLTU IPP Parit Baru (Pontianak 2) 2x25 MW diharapkan beroperasi pada tahun 2013. PLTU batubara (ex Loan China 2x50 MW) di Parit Baru juga diharapkan beroperasi pada tahun 2014.

Untuk memenuhi kebutuhan demand jangka panjang di Kalbar, maka direncanakan pembangunan PLTU Pontianak 3 sebesar 2x25 MW dan PLTU Pontianak 1 (1x50MW). PLTU Pontianak 3 diharapkan beroperasi pada tahun 2014, dan PLTU Pontianak 1 beroperasi pada tahun 2019.

PLTU Gambut

Sebetulnya di Kalbar terdapat kandidat PLTU Gambut 3x67 MW yang pernah dipertimbangkan untuk diproses oleh PLN melalui negosiasi langsung, namun karena tidak kunjung mencapai PPA dan mengingat pula rencana reserve margin sistem Kalbar telah cukup tinggi, maka proyek IPP ini dihilangkan dari neraca daya sistem Kalbar.

Interkoneksi Kalbar - Sarawak

Pada neraca daya sistem Kalbar tidak terlihat adanya impor tenaga listrik dari Sarawak karena PLN tidak bermaksud membeli listrik secara terus menerus pada kapasitas yang *firm*, melainkan hanya untuk *energy exchange*. Dengan skema *energy exchange* ini PLN dan Sarawak akan mendapat benefit ekonomi setiap kali ada perbedaan marginal cost antara kedua sistem.

Proyek-proyek strategis:

- Proyek PLTU Percepatan Tahap 1 (PLTU Parit Baru dan PLTU Singkawang Baru) merupakan proyek strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat

mengatasi defisit pasokan daya yang saat ini sudah terjadi, juga sekaligus akan mengurangi pemakaian BBM dari pembangkit-pembangkit eksisting.

- PLTU batubara (ex Loan China) 2x50MW dan PLTU IPP Parit Baru (Pontianak 2) 2x25 MW diharapkan dapat beroperasi tepat waktu karena diperlukan oleh sistem Kalbar.

Neraca Daya sistem Kalbar diberikan pada Lampiran A2.2.

A2.3 Proyek-proyek IPP yg terkendala

Telah cukup jelas diuraikan pada Lampiran A2.3.

A2.4 Neraca Energi

Selaras dengan pertumbuhan demand yang harus dipenuhi dengan pengembangan pembangkit, produksi energi per jenis energi primer di sistem Kalimantan Barat diberikan pada Lampiran A2.4.

Rencana pembangunan beberapa PLTU di Kalbar merupakan salah satu usaha mengurangi biaya operasi pembangkitan mengingat pembangkit di Kalbar 100% berbahan bakar minyak, HSD dan MFO. Adanya sumber batubara di Kabupaten Sintang juga membuka peluang pembangunan PLTU batubara di daerah tersebut.

Peranan masing-masing energi primer tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

- a. Peranan MFO yang pada tahun 2009 masih cukup tinggi di Kalbar. Produksi dengan menggunakan BBM HSD adalah sebesar 769,3 GWh dan produksi dengan BBM MFO adalah sebesar 567,7 GWh. Pada tahun 2010 karena belum adanya pengoperasian pembangkit baru berbahan bakar selain BBM, maka direncanakan pengoperasian PLTD Sewa MFO sebesar 50 MW di PLTD Sei Raya Pontianak sebagai pengganti pengoperasian PLTG HSD yang biaya produksi per kWh nya sangat tinggi.
- b. Sejalan dengan rencana pengoperasian PLTU, maka diharapkan penggunaan BBM sebagai bahan bakar utama pada sistem kelistrikan Kalbar dapat dikurangi.
- c. Peranan sumber energi lain selain BBM dan batubara juga direncanakan. Sumber energi tersebut adalah Air. Potensi air di daerah Nanga Pinoh memberikan peluang untuk memanfaatkan sumber daya tersebut untuk memenuhi kebutuhan listrik. PLTA Nanga Pinoh direncanakan dapat beroperasi sebesar 98 MW pada tahun 2018.

- d. Peranan HSD hingga tahun 2019 tetap penting, mengingat beberapa sistem kecil terisolasi dan tidak terhubung ke Grid sistem khatulistiwa masih menggunakan PLTD sebagai pembangkit.

Kebutuhan Bahan Bakar

Kebutuhan bahan bakar HSD dan MFO cenderung menurun dari tahun 2010 hingga tahun 2019. Pada tahun 2010 penggunaan HSD dan MFO sebesar 283 juta liter dan pada tahun 2019 sebesar 47 juta liter.

Volume pemakaian batubara meningkat dari 0.18 juta ton pada tahun 2012 menjadi 1.05 juta ton pada tahun 2019 atau meningkat hampir 6 kali lipat.

Kebutuhan bahan bakar di sistem Kalbar dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada Lampiran A2.4.

A2.5 Capacity Balance Gardu Induk

Capacity Balance dibuat berdasarkan prakiraan beban per GI sampai tahun 2019 dengan kriteria penambahan trafo GI dilakukan saat pembebanan trafo terpasang sudah melebihi 70%. Dengan kriteria tersebut kebutuhan pembangunan GI baru dan pengembangan trafo GI eksisting untuk sistem Kalimantan Barat sampai dengan tahun 2019 sebesar 1,050 MVA.

Proyeksi kebutuhan pengembangan gardu induk sistem Kalbar seperti pada Lampiran A2.5.

A2.6 Rencana Pengembangan Penyaluran

Kebutuhan pembangunan dan pengembangan jaringan transmisi untuk Kalbar sampai dengan tahun 2019 adalah sepanjang 2.182 kms, meliputi,

- Pembangunan transmisi 150 kV baru terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTU IPP dan PLTA.
- Pengembangan transmisi 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Kalbar dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.
- Pembangunan transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar - Sarawak untuk mendapatkan benefit ekonomi dari *energy exchange* pada saat terjadi perbedaan marginal cost antara kedua sistem. Interkoneksi ini juga

bermanfaat sebagai contingency apabila konstruksi pembangkit baru terlambat.

Proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan sistem Kalimantan Barat diberikan pada Lampiran A2.6.

A2.7 Peta Pengembangan Penyaluran

Peta pengembangan penyaluran adalah seperti pada Lampiran A2.7.

A2.8 Analisis Aliran Daya

Analisa aliran daya pada sistem Khatulistiwa dilakukan dengan memperhatikan seluruh pembangkit dan beban yang ada pada neraca daya. Pada RUPTL 2010-2019 ini hanya dilakukan analisa untuk tahun 2012, 2015 dan 2019.

Prakiraan aliran daya sistem Khatulistiwa dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Tahun 2012

Pada tahun 2012 PLTU Parit Baru Kalbar1 2x50 MW dan PLTU Kura-Kura Kalbar2 2x27.5 MW mulai beroperasi. Aliran daya dari kelompok pembangkit (PLTU Kura-Kura dan PLTU Parit Baru) ke GI Singkawang (37 MW) dan GI Siantan (26 MW). Tegangan sistem tertinggi di GI Bengkayang (150 kV) dan tegangan terendah di GI Kota Baru (149 kV). Pembebanan pada semua ruas transmisi 150 kV masih memenuhi kriteria N-1. Pada hasil simulasi aliran daya diasumsikan pasokan dari pembangkit sebesar 243 MW dengan beban sebesar 242 MW dan losses sebesar 1 MW.

Tambahan transmisi baru dari tahun 2010 s.d 2012 ada enam ruas transmisi, yaitu SUTT 150 kV Sambas–Singkawang, SUTT 150 kV Singkawang–Bengkayang, SUTT 150 kV Bengkayang–Ngabang, SUTT 150 kV Ngabang–Tayan, SUTT 150 kV Tayan–Sanggau dan SUTT 150 kV Siantan–Tayan.

Pembangkit baru yang beroperasi dalam kurun waktu 2010 s.d 2012 ada dua lokasi yaitu PLTU Parit Baru Kalbar1 2x50 MW di Parit Baru, Pontianak dan PLTU Kura-Kura Kalbar2 2x27.5 MW di Kura-kura, Singkawang.

2. Tahun 2015

PLTU IPP Pontianak-2, 2x25 MW, PLTU Loan China Parit Baru 2x50 MW, PLTU Pontianak3 Parit Baru 2x25 MW dan sudah beroperasi pada tahun ini. Aliran daya dari kelompok pembangkit (PLTU Kura-Kura dan PLTU Parit Baru) ke GI Singkawang (70 MW), GI Kota Baru (68 MW) dan GI Siantan (116 MW). Tegangan sistem tertinggi di GI PLTU Kura-Kura (150 kV) dan tegangan terendah di GI Nanga Pinoh (143 kV). Pembebanan pada semua

ruas transmisi 150 kV masih memenuhi kriteria N-1. Pada hasil simulasi aliran daya didapatkan pasokan dari pembangkit sebesar 352 MW dengan beban sebesar 349 MW dan losses sebesar 3 MW.

Tambahan transmisi baru dari tahun 2013 s.d 2015 ada pada tiga ruas transmisi, yaitu SUTT 150 kV Sanggau–Sekadau, SUTT 150 kV Sekadau–Sintang, SUTT 150 kV Sintang–Nanga Pinoh.

Pembangkit baru yang akan beroperasi dalam kurun waktu 2013 s.d 2015 ada empat lokasi adalah PLTU IPP Parit Baru 2x25 MW, PLTU Loan China Parit Baru 2x50 MW, PLTU Pontianak3 Parit Baru 50 MW dan PLTG Pontianak 30 MW.

3. Tahun 2019

PLTG Singkawang 1x30 MW, PLTU Sintang 3x7 MW, PLTU Ketapang 34, PLTA Nanga Pinoh 98 MW dan PLTU Pontianak 1 50 MW beroperasi. Aliran daya dari kelompok pembangkit (PLTU Kura-Kura, PLTU Parit Baru) ke GI Singkawang (106 MW), ke GI Kota Baru (106 MW) dan GI Siantan (185 MW). Tegangan sistem tertinggi di GI PLTU Kura-Kura (153 kV) dan tegangan terendah di GI Nanga Pinoh (143 kV). Pembebanan pada semua ruas transmisi 150 kV masih memenuhi kriteria N-1. Pada hasil simulasi aliran daya didapatkan pasokan dari pembangkit sebesar 547 MW dengan beban sebesar 537 MW dan losses sebesar 10 MW.

Tambahan transmisi baru dari tahun 2016 s.d 2019 ada tiga ruas transmisi yaitu SUTT 150 kV Tayan–Sandai, SUTT 150 kV Sandai–Sukadana, SUTT 150 kV Sukadana–Ketapang.

A2.9 Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi

Kebutuhan pengembangan sistem distribusi diperlukan untuk,

- Meningkatkan keandalan dan mutu tegangan pelayanan
- Perbaikan SAIDI dan SAIFI
- Menurunkan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua
- Meningkatkan penjualan tenaga listrik dengan menambah pelanggan

Proyeksi kebutuhan fisik distribusi wilayah Kalimantan Barat seperti pada Lampiran A2.9.

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalimantan Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	417.2	513.9	31.1	30,232
2011	475.5	585.7	38.9	34,456
2012	514.2	633.4	39.2	37,260
2013	545.1	671.5	37.8	39,498
2014	577.7	711.7	36.1	41,865
2015	612.4	754.5	38.8	44,380
2016	691.5	851.9	43.0	50,110
2017	735.6	906.2	46.2	53,305
2018	782.7	964.1	49.6	56,714
2019	832.7	1,025.8	53.2	60,340
2010-2019	6,184.6	7,618.7	413.9	448,157

.....check jumlah 448.160.....

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kalbar

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	11.0	6.1	2.3	1.7	21.0
2011	12.6	6.9	2.8	1.9	24.2
2012	13.6	7.5	2.8	2.0	26.0
2013	14.4	8.0	2.7	2.2	27.3
2014	15.3	8.4	2.6	2.3	28.6
2015	16.2	9.0	2.8	2.4	30.4
2016	18.3	10.1	3.1	2.8	34.2
2017	19.4	10.8	3.3	2.9	36.5
2018	20.7	11.4	3.6	3.1	38.8
2019	22.0	12.2	3.9	3.3	41.3
2010-2019	163.3	90.4	30.0	24.6	308.3

Dari tabel perkiraan kebutuhan distribusi regional Kalimantan Barat tahun 2010-2019 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2019 direncanakan membangun JTM 6.184 kms, JTR 7.619 kms, kapasitas gardu distribusi 414 MVA untuk menunjang penyambungan sejumlah 448 ribu pelanggan.

- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang pengembangan sistem distribusi tersebut membutuhkan biaya total sebesar Rp 308,3 juta USD (JTM 163,3 juta USD, JTR 90,4 juta USD, gardu distribusi 30 juta USD, dan sambungan pelanggan 24,6 juta USD) dan diperkirakan setiap tahunnya dibutuhkan anggaran sebesar 30,8 juta USD.
- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 52,7 % tahun 2009, menjadi 65,2 % di tahun 2014 untuk regional Kalimantan Barat.

A2.10 Program Listrik Perdesaan

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	97.7	56.3	0.9	29	1,415
2011	339.9	418.5	3.5	80	17,025
2012	553.1	625.0	2.4	48	3,125
2013	511.0	590.3	2.3	47	4,125
2014	468.0	645.0	2.4	47	4,525
Total	1,969.7	2,335.1	11.4	251	30,215

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Barat (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	18,604.2	4,174.5	2,825.1	6,722.2	9,363.9	25,603.8
2011	87,601.8	53,731.1	9,573.5			166,992.4
2012	148,276.4	83,460.4	6,272.2			238,009.0
2013	159,909.4	91,808.3	7,099.4			258,817.0
2014	156,909.5	108,375.4	8,796.1			274,081.0
Total	571,301.2	341,549.7	34,566.3	6,722.2	9,363.9	963,503.2

Dari tabel perkiraan kebutuhan fisik dan biaya listrik perdesaan regional Kalimantan Barat tahun 2010-2014 diatas, dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2014 direncanakan membangun JTM 1.968 kms, JTR 2.335 kms, Kapasitas gardu distribusi 11,4 MVA.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang kegiatan listrik perdesaan tersebut sebesar Rp 963,5 milyar (dengan rincian JTM Rp 571,3 milyar, JTR Rp 341,5 milyar, gardu distribusi Rp 34,6 milyar, pembangkit dan sambungan pelanggan Rp 16,1 milyar).

- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 52,7% di tahun 2009, menjadi 62,5% di tahun 2014 untuk Kalimantan Barat

A2.11 Program Energi Baru dan Terbarukan

Lihat Bab 4.11, halaman 96.

A2.12 Proyeksi Kebutuhan Investasi

Proyeksi kebutuhan Investasi pembangkit, transmisi dan gardu induk sistem Kalimantan Barat diberikan pada Lampiran A2.12.

LAMPIRAN A2.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM KALIMANTAN BARAT

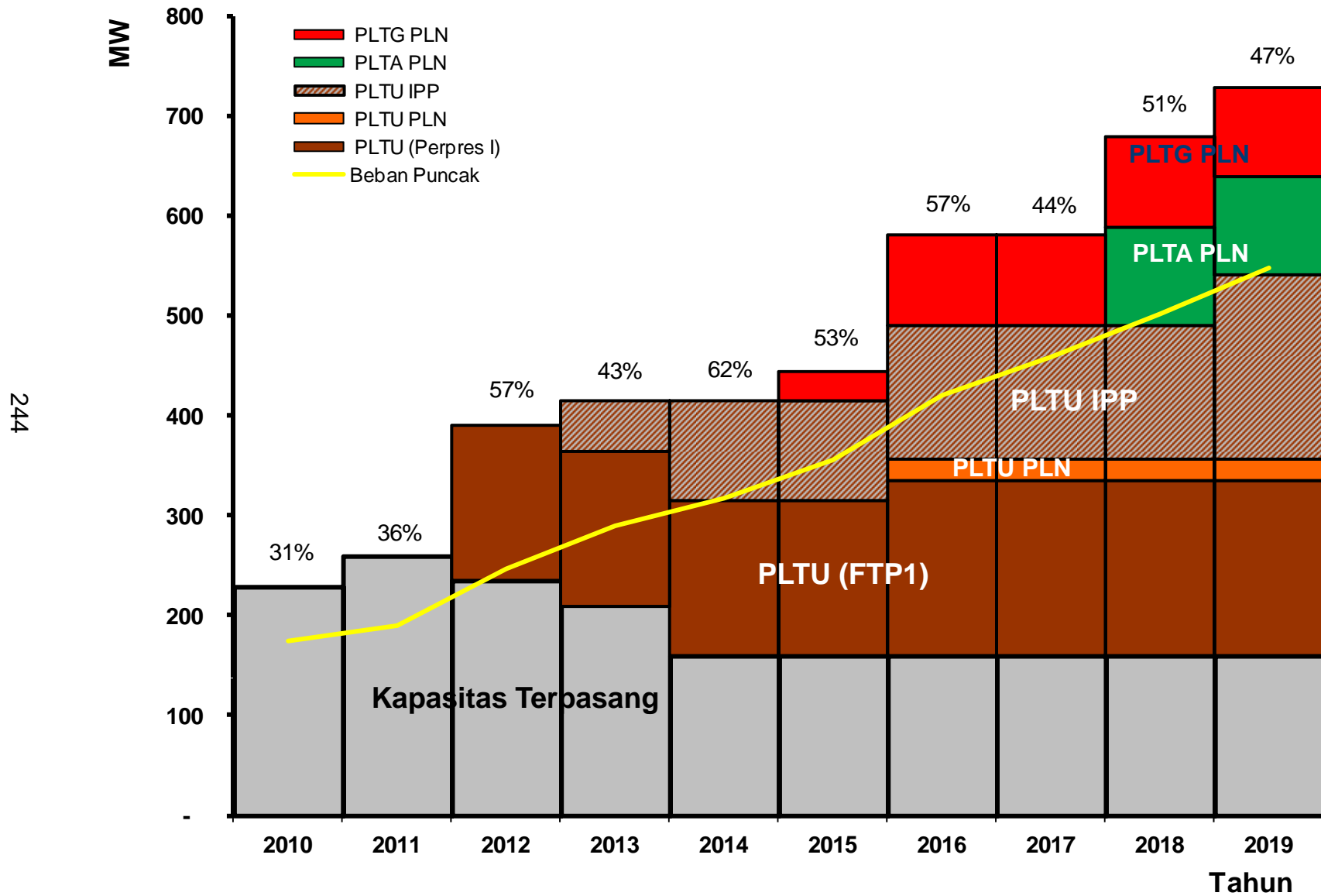
Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Kalimantan Barat

SISTEM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wil. KALBAR										
Sistem Khatulistiwa										
Energi Produksi (GWh)	1.045,7	1.143,4	1.447,6	1.604,1	1.852,0	2.068,7	2.267,3	2.485,1	2.938,6	3.221,2
Load Factor (%)	68,4	68,6	66,8	66,8	66,8	66,3	66,5	66,8	66,9	67,2
Beban Puncak (MW)	174,6	190,2	247,3	273,9	316,7	356,1	389,0	424,9	501,2	547,6

LAMPIRAN A2.2

NERACA DAYA SISTEM KALIMANTAN BARAT

Grafik Neraca Daya Sistem Kalbar



Neraca Daya Sistem Kalbar

No.	Kebutuhan dan Pasokan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Produksi	GWh	1.046	1.143	1.448	1.685	1.852	2.069	2.446	2.681	2.939	3.221
	Faktor Beban	%	68	69	67	67	67	66	66	67	67	67
	Beban Puncak	MW	175	190	247	289	317	356	420	459	501	548
2	Pasokan											
	Kapasitas Daya Terpasang		228	258	234	209	159	159	159	159	159	159
	Kapasitas Daya Mampu		188	218	194	169	119	119	119	119	119	119
	PLN											
	PLTG-HSD PLN (Siantan)	MW	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	PLTD-MFO PLN (Sei Raya & Siantan)	MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	PLTD-MFO PLN (Sei Wie & Sudirman)	MW	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	SWASTA											
	SEWA		69	99	75	50						
3	Tambahan Kapasitas											
	PLN											
	On-going dan Committed Project											
	Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	→ 55									
	Rencana											
	Parit Baru (FTP1)	PLTU	→ 100									
	Parit Baru - Loan China (FTP2)	PLTU		→ 100								
	Kalbar Gas Turbine-Fuel	PLTG						30	60			
	Sintang	PLTU							21			
	Nanga Pinoh	PLTA									98	
	IPP											
	On-going dan Committed Project											
	Pontianak - 2	PLTU		→ 50								
	Rencana											
	Pontianak - 1	PLTU										50
	Ketapang *)	PLTU							34			
	Pontianak - 3	PLTU					50					
	Power Purchase dengan SESCo	275 KV										
4	Jumlah Pasokan (Terpasang)	MW	228	258	389	414	514	544	659	659	757	807
5	Reserve Margin (Terpasang)	%	31	36	57	43	62	53	57	44	51	47

*) PLTU Ketapang terdiri atas Proyek IPP, FTP2 dengan kapasitas 2x10 MW dan rencana COD tahun 2013 serta proyek IPP lainnya dengan kapasitas 2x7 MW dengan rencana COD tahun 2012. Sistem Ketapang terinterkoneksi dengan sistem Kalbar pada tahun 2016.

LAMPIRAN A2.3

PROYEK-PROYEK IPP TERKENDALA SISTEM KALIMANTAN BARAT

A2.3 Proyek-proyek IPP yg terkendala

Dalam perencanaan pembangkit IPP, ada beberapa proyek pembangkit IPP yang Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPTL) nya mengalami kendala. Kategori PPTL terkendala adalah,

Kategori 1, tahap operasi adalah tahap dimana IPP sudah mencapai COD.

Kategori 2, tahap pembangunan/konstruksi dimana IPP sudah mencapai Financial Closing (FC) tapi belum mencapai COD.

Kategori 3, Tahap pendanaan IPP yang sudah memiliki PPTL, tetapi belum mencapai Financial Closing (FC).

Pembangkit IPP yang terkendala di sistem Kalimantan Barat adalah,

- PLTU Ketapang 2x7 MW masuk dalam kategori 2
- PLTU Pontianak 2x25 MW masuk dalam kategori 2

Saat ini penyelesaian IPP terkendala tersebut sedang diproses oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

LAMPIRAN A2.4

NERACA ENERGI SISTEM KALIMANTAN BARAT

Proyeksi Neraca Energi Sistem Kalbar

(GWh)

Jenis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	-	-	323	1.296	1.500	1.911	2.175	2.463	2.457	2.752
Gas										
HSD	298	394	436	43	59	21	71	56	45	43
MFO	742	743	683	341	287	132	195	156	130	121
SESCo	-	-								
Hydro	6	6	6	6	6	6	6	6	306	306
Jumlah	1.046	1.143	1.448	1.685	1.852	2.069	2.446	2.681	2.939	3.221

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Kalbar

Jenis	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	10 ³ ton	-	-	181	736	855	1.075	1.247	1.413	1.409	1.578
Gas	bcf										
HSD	10 ³ kl	94	124	293	31	21	7	27	21	17	16
MFO	10 ³ kl	189	189	173	85	74	34	50	40	33	31
SESCo	-	-	-								
Hydro	-										

LAMPIRAN A2.5

CAPACITY BALANCE GARDU INDUK SISTEM KALIMANTAN BARAT

Capacity Balance Sistem Kalimantan Barat

No.	NAMA GI	TEG. (KV)	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			MVA			Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA
1	GI SIANTAN	150/20	2	30	60	31 61%		27 54%		30 58%		33 65%		43 56%	30	43 56%		46 60%		52 68%		58 76%		69 68% (Up grade)	60
2	GI SEI RAYA	150/20	1	30	30	38 75%		34 67%		37 72%		40 79%		41 80%		57 74%	30	61 79%		67 53%	60	77 60%		81 64%	
3	GI. PARIT BARU	150/20	1	30	30	25 50%	30	24 46%		25 49%		27 53%		30 58%		33 64%		35 68%		38 75%		42 54%	30	46 60%	
4	GI. MEMPAWAH	150/20	1	30	30	17 68%		16 64%		17 67%		20 77%		22 42%	30	24 47%		25 50%		28 55%		30 60%		33 65%	
5	GI.SINGKAWANG	150/20	1	30	30	19 73%		17 68%		18 71%		19 76%		21 41%	30	23 45%		24 48%		26 52%		28 56%		31 61%	
6	GI. KOTA BARU	150/20	1	30	30			17 65%		17 68%		19 73%		20 79%		17 66%		18 71%		20 79%		19 75%		20 77%	
7	GI PLTU Kura - Kura	150/20	1	30	30			11 44%		12 48%		13 52%		15 57%		16 64%		17 69%		19 76%		21 42%	30	24 46%	
8	GI SAMBAS	150/20	1	30	30					12 46%		13 50%		14 55%		15 60%		16 64%		18 70%		20 77%		21 42%	30
9	GI Sanggau	150/20	1	30	30					14 55%		15 60%		17 66%		19 74%		20 40%	30	22 44%		25 48%		27 54%	
10	GI Tayan	150/20	1	30	30					6 23%		6 25%		7 27%		8 30%		8 32%		9 35%		10 38%		11 42%	

Capacity Balance Sistem Kalimantan Barat

No.	NAMA GI	TEG. (KV)	CAPACITY MVA			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
						Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA	Peak MW	Add Trf MVA
11	GI Bengkayang	150/20	1	30	30					6		6		7		8		8		9		10		11	
12	GI Ngabang	150/20	1	30	30					23%		25%		28%		31%		33%		37%		41%		45%	
13	GI Sekadau	150/20	1	30	30					8		9		10		11		12		13		15		16	
										32%		35%		39%		43%		47%		51%		57%		63%	
14	GI Sintang	150/20	2	30	60							7		8		8		9		10		11		12	
												27%		30%		33%		36%		39%		43%		48%	
15	GI Nanga Pinoh	150/20	1	20	20							16		18		20		21		23		26		28	
												31%		35%		38%		41%		46%		51%		56%	
16	GI Ketapang	150/20	2	30	60											9		10		11		12		14	
																53%		58%		65%		72%		32%	
17	GI Sandai	150/20	1	30	30													27		29		32		35	
																		53%		58%		62%		68%	
18	GI Sukadana	150/20	1	30	30													3		4		4		5	
																		14%		15%		17%		19%	
19	GI Putusibau	150/20	1	30	30													9		10		11		13	
																		35%		40%		44%		49%	
Penambahan Trafo (MVA)				650			30		-		-		-		90		30		30		60		60		120

LAMPIRAN A2.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM KALIMANTAN BARAT

Proyeksi Kebutuhan Fisik Transmisi dan GI Kalimantan Barat

(kms)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
T/L 500 kV											180
T/L 275 kV			180								
T/L 150 kV		112	900	280	6	180	927		40		2,445
T/L 70 kV											
jumlah		112	1080	280	6	180	927		40		2,625

255

(MVA)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
500/275 kV											250
275/150 kV			250								
150/70 kV											
150/20 kV	30	60	150	90	90	60	150	60	60	90	840
70/20 kV											
Jumlah	30	60	400	90	90	60	150	60	60	90	1,090

Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Barat

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	kmr	Fx	Lx	Biaya MUSD	COD	Status	Sumber Pendanaan
1	Parit Baru	Kota Baru,	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	20	1.63	0.59	2.22	2011	Ongoing	APLN
2	Sei Raya	Kota Baru,	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	32	16	1.30	0.47	1.77	2011	Ongoing	APLN
3	PLTU Kura2 (Perpres)	Incomer 2 phi	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	20	1.63	0.59	2.22	2011	Ongoing	APLN
4	Singkawang	Sambas	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	126	63	5.14	1.84	6.98	2012	Ongoing	APLN/APBN
5	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	184	92	7.50	2.69	10.19	2012	Ongoing	APLN/APBN
6	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	90	7.34	2.63	9.97	2012	Plan	Unall
7	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	110	55	4.48	1.61	6.09	2012	Plan	Unall
8	Singkawang	Bengkayang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	120	60	4.89	1.76	6.65	2012	Plan	APBN
9	PLTA Nanga Pinoh	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	20	1.63	0.59	2.22	2018	Plan	Unall
10	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2 cct, Zebra 1x240 mm2	180	90	19.85	8.51	28.36	2012	Plan	ADB
11	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	90	7.34	2.63	9.97	2012	Plan	APBN
12	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	100	50	4.08	1.46	5.54	2013	Plan	Unall
13	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	90	7.34	2.63	9.97	2013	Plan	Unall
14	PLTU Parit Baru (IPP)	Parit Baru	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	6	3	0.24	0.09	0.33	2014	Plan	Unall
15	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	90	7.34	2.63	9.97	2015	Plan	Unall
16	PLTU Gambut (IPP)	Mempawah	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	7	3.5	0.29	0.10	0.39	2016	Plan	Unall
17	Pangkalan Bun	Ketapang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	300	150	12.23	4.39	16.62	2016	Plan	Unall
18	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	200	100	8.15	2.93	11.08	2016	Plan	Unall
19	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	90	7.34	2.63	9.97	2016	Plan	Unall
20	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	240	120	9.78	3.51	13.30	2016	Plan	Unall
				Jumlah	2625	1312.5	119.51	44.30	163.81			

Rencana Pengembangan Gardu Induk Kalimantan Barat

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kap	Biaya MUSD	COD	Status
1	Parit Baru Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.23	2010	Ongoing
2	Sei Raya Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.23	2010	Ongoing
3	Parit Baru	150/20 kV	Extension	30	1.39	2010	Ongoing
4	PLTU Kura2 (Perpres)	150/20 kV	New	30	1.39	2011	Ongoing
5	Kota Baru (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2011	Ongoing
6	Sambas (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2012	Proposed
7	Singkawang Ext LB	150/20 kV	Extension	4 LB	2.47	2012	Proposed
8	Bengkayang (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2012	Proposed
9	Bengkayang (GI Baru)	275/150 kV	New	250	13.50	2012	Proposed
10	Ngabang (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2012	Proposed
11	Tayan (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2012	Proposed
12	Siantan Ext LB	150/20 kV	New	2 LB	1.23	2012	Proposed
13	Sanggau (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2012	Plan
14	Sekadau (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2013	Plan
15	Sanggau Ext LB	150/20 kV	New	2 LB	1.23	2013	Plan
16	Sintang (GI Baru)	150/20 kV	New	60	4.00	2013	Plan
17	Siantan	150/20 kV	Extension	30	1.39	2014	Plan
18	Mempawah	150/20 kV	Extension	30	1.39	2014	Plan
19	Singkawang	150/20 kV	Extension	30	1.39	2014	Plan

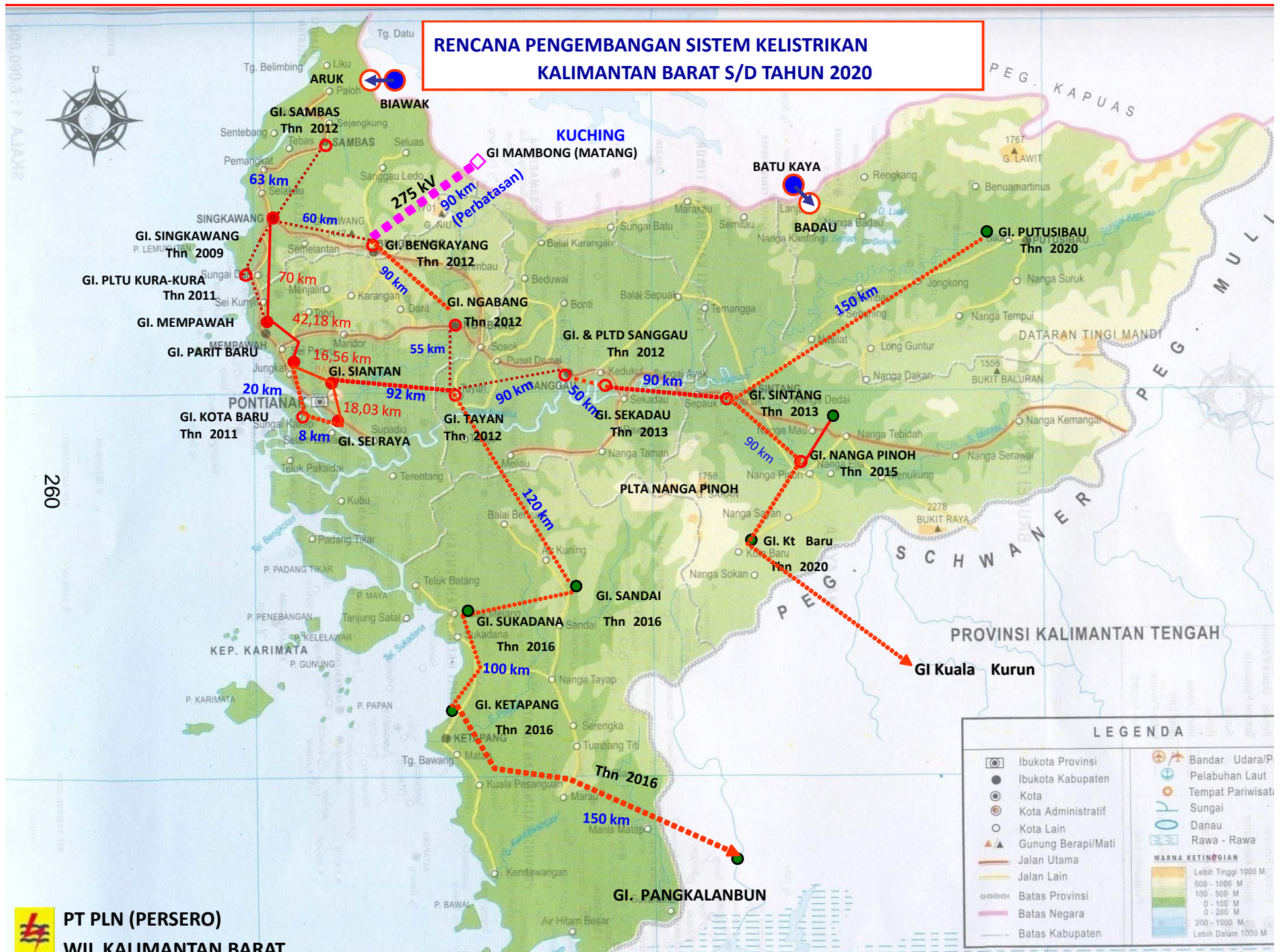
Rencana Pengembangan Gardu Induk Kalimantan Barat

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kap MVA	Biaya MUSD	COD	Status
20	Parit Baru Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	0.62	2014	Plan
21	Naga Pinoh (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2015	Plan
22	Sintang Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	0.62	2015	Plan
23	Sei Raya	150/20 kV	Extension	30	1.39	2015	Plan
24	Ketapang (GI Baru)	150/20 kV	New	60	4.00	2016	Plan
25	Pangkalan Bun Ext LB	150/20 kV	New	2 LB	1.23	2016	Plan
26	Sukadana (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2016	Plan
27	Sandai (GI Baru)	150/20 kV	New	30	2.62	2016	Plan
28	Tayan Ext LB	150/20 kV	New	2 LB	1.23	2016	Plan
29	Sanggau	150/20 kV	Extension	30	1.39	2016	Plan
30	Mempawah Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	0.62	2016	Plan
31	Sei Raya	150/20 kV	Extension	60	2.10	2017	Plan
32	Parit Baru	150/20 kV	Extension	30	1.39	2018	Plan
33	PLTU Kura2 (Perpres)	150/20 kV	Extension	30	1.39	2018	Plan
34	Siantan	150/20 kV	Extension	30	1.39	2019	Plan
35	Sambas	150/20 kV	Extension	30	1.39	2019	Plan
36	Naga Pinoh	150/20 kV	Extension	30	1.39	2019	Plan
	Jumlah			1090	78.15		

LAMPIRAN A2.7

PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM KALIMANTAN BARAT

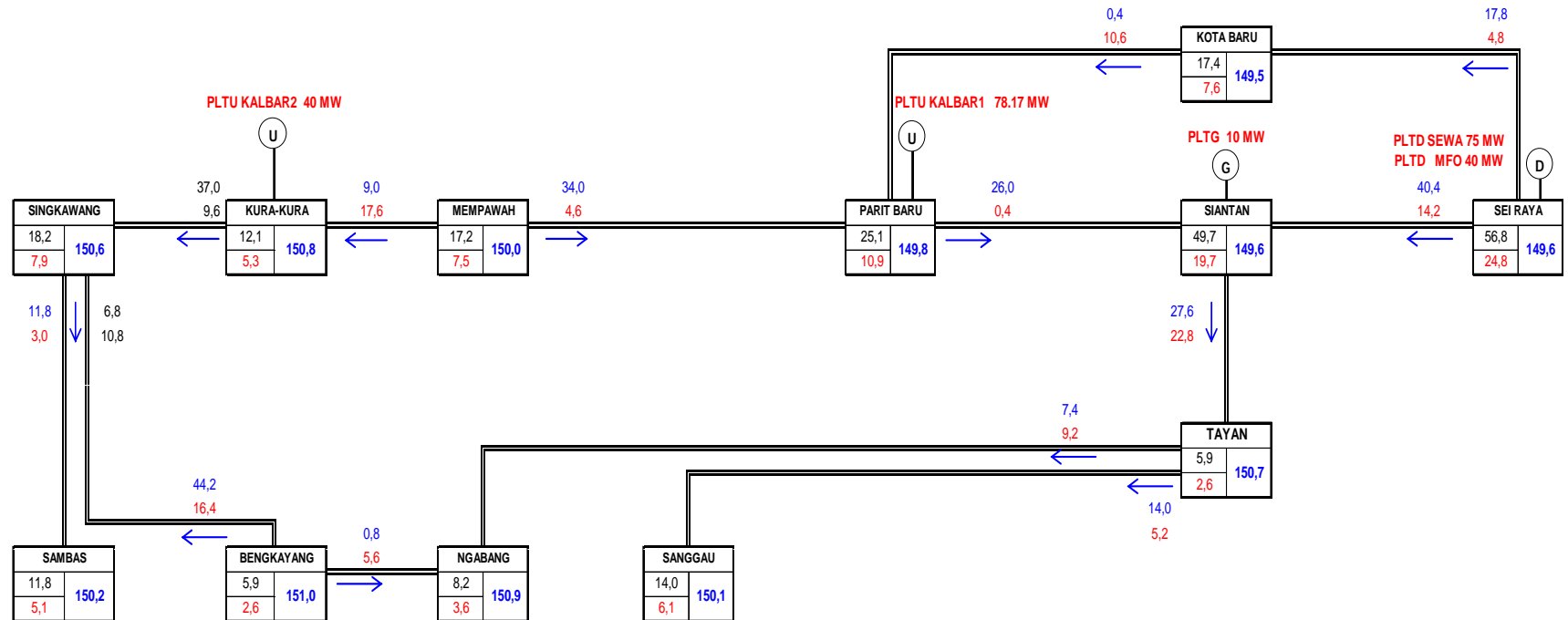
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN KALIMANTAN BARAT S/D TAHUN 2020



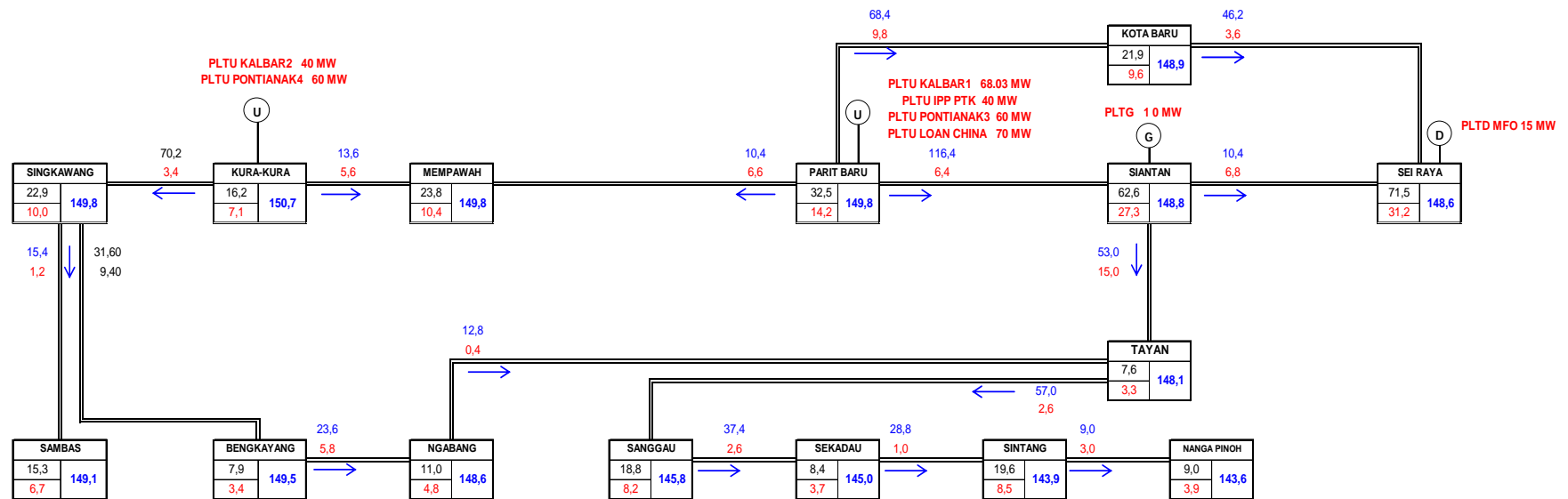
LAMPIRAN A2.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM KALIMANTAN BARAT

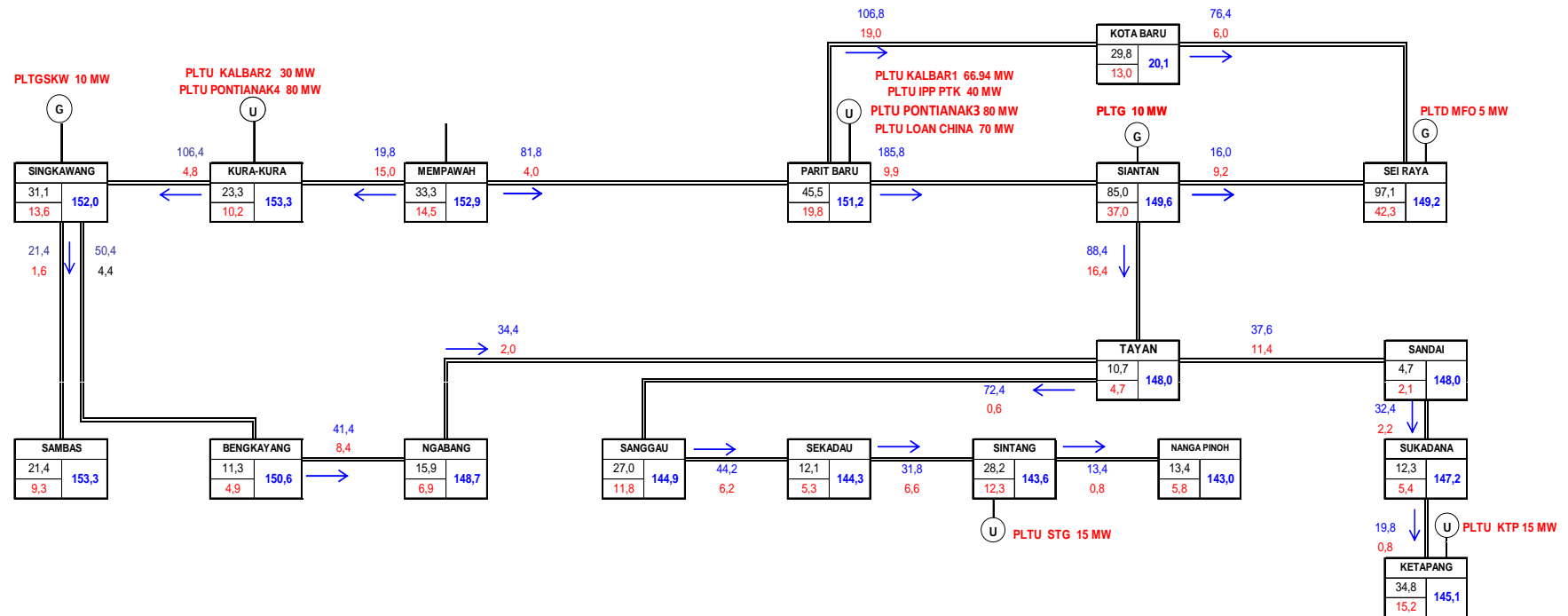
Load Flow Sistem Kalimantan Barat Tahun 2012



Load Flow Sistem Kalimantan Barat Tahun 2015



Load Flow Sistem Kalimantan Barat Tahun 2019



LAMPIRAN A2.9

KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI SISTEM KALIMANTAN BARAT

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalimantan Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	417.2	513.9	31.1	30,232
2011	475.5	585.7	38.9	34,456
2012	514.2	633.4	39.2	37,260
2013	545.1	671.5	37.8	39,498
2014	577.7	711.7	36.1	41,865
2015	612.4	754.5	38.8	44,380
2016	691.5	851.9	43.0	50,110
2017	735.6	906.2	46.2	53,305
2018	782.7	964.1	49.6	56,714
2019	832.7	1,025.8	53.2	60,340
2010-2019	6,184.6	7,618.7	413.9	448,157

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kalbar

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	11.0	6.1	2.3	1.7	21.0
2011	12.6	6.9	2.8	1.9	24.2
2012	13.6	7.5	2.8	2.0	26.0
2013	14.4	8.0	2.7	2.2	27.3
2014	15.3	8.4	2.6	2.3	28.6
2015	16.2	9.0	2.8	2.4	30.4
2016	18.3	10.1	3.1	2.8	34.2
2017	19.4	10.8	3.3	2.9	36.5
2018	20.7	11.4	3.6	3.1	38.8
2019	22.0	12.2	3.9	3.3	41.3
2010-2019	163.3	90.4	30.0	24.6	308.3

LAMPIRAN A2.10

PROGRAM LISTRIK PERDESAAN SISTEM KALIMANTAN BARAT

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)			Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW		
2010	97.7	56.3	0.9	29			2 Unit / 100 kW	1,415
2011	339.9	418.5	3.5	80	2	2		17,025
2012	553.1	625.0	2.4	48				3,125
2013	511.0	590.3	2.3	47				4,125
2014	468.0	645.0	2.4	47				4,525

268

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Barat (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	18,604.2	4,174.5	2,825.1			25,603.8
2011	87,601.8	53,731.1	9,573.5	6,722.2	9,363.9	166,992.4
2012	148,276.4	83,460.4	6,272.2			238,009.0
2013	159,909.4	91,808.3	7,099.4			258,817.0
2014	156,909.5	108,375.4	8,796.1			274,081.0

LAMPIRAN A2.11

PROGRAM ENERGI BARU DAN TERBARUKAN SISTEM KALIMANTAN BARAT

*(Program EBT Nasional telah diuraikan pada narasi batang
tubuh Bab 4.11, halaman 96. Rincian program EBT Kalimantan
Barat sedang dikembangkan lebih lanjut pada saat penulisan
RUPTL ini, sehingga belum dapat disajikan dalam Lampiran
A2.11 ini)*

LAMPIRAN A2.12

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM KALIMANTAN BARAT

Proyeksi Kebutuhan Investasi Pembangkit, Transmisi & Distribusi
[Fixed Asset Addition]
Kalimantan Barat

(Juta US\$)

Tahun	Investasi			Total
	Pembangkit	T/L dan GI	Distribusi	
2010	3.6	3.9	20.5	28.0
2011	-	10.2	23.8	34.0
2012	290.9	108.5	25.6	425.0
2013	152.1	23.4	26.9	202.4
2014	238.0	5.1	28.3	271.4
2015	15.0	14.6	30.1	59.7
2016	30.0	65.1	33.9	129.0
2017	-	2.1	36.2	38.3
2018	147.0	2.8	38.6	188.4
2019	75.0	4.2	41.1	120.3
Total	951.6	239.8	305.1	1,496.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT

LAMPIRAN A.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI ACEH

A3.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Sistem kelistrikan di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumut-Aceh dan sub-sistem isolated dengan tegangan distribusi 20 kV. Sekitar 70% dari sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sisanya 30% dilayani oleh pembangkit PLTD isolated tersebar. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai timur Propinsi NAD melalui 7 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota: Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie dan Pidie Jaya, Banda Aceh dan Aceh Besar, dengan posisi pembangkit semua berada di Sumut.

Seluruh wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD dengan sistem kelistrikan 20 kV. Gambar-1 memperlihatkan gambaran sistem kelistrikan Provinsi Aceh saat ini.



Gambar-1

Daerah yang dilayani dari sistem interkoneksi masih dalam kondisi rawan pemadaman karena jumlah kapasitas pembangkit yang masuk grid tidak mempunyai cadangan daya yang cukup. Pemadaman dalam skala besar selalu terjadi apabila ada gangguan pada jaringan transmisi atau gangguan (atau pemeliharaan) pada unit pembangkit berkapasitas besar. Kondisi ini diperburuk lagi oleh lokasi GI yang berada sangat jauh dari pusat pembangkit besar di Sumut dan harus melayani beban pada radius rata-rata 100 km melalui jaringan tegangan menengah, sehingga tegangan 150 kV/20 kV di NAD menjadi terlalu rendah (130 kV /19,5 kV hingga 125 kV/19 kV).

Sistem isolated 20 kV yang meliputi Kabupaten Aceh Jaya, Aceh Barat, Nagan Raya, Aceh Barat Daya, Aceh Selatan, Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Aceh Tenggara, Gayo Lues, Kota Sabang dan Simeulu sebagian besar dalam kondisi defisit dan

siaga, semuanya dalam proses penormalan kembali dengan menambah pembangkit sewa dan relokasi pembangkit.

Khusus kota Subulussalam dan Aceh Tenggara juga mendapat tambahan pasokan dari PLN Wilayah Sumut melalui jaringan 20 kV yang sangat panjang, sehingga tegangan terima menjadi sangat rendah, yaitu hanya 120 volt.

Kapasitas terpasang ketujuh GI di NAD adalah 270 MVA, tiga GI saat ini berbeban di atas 80% yaitu GI Lhokseumawe, Sigli dan Banda Aceh. Selain itu, kota Banda Aceh dipasok juga dari pembangkit PLTD Leung Bata.

Rincian kapasitas GI dan pembangkit PLN Wilayah Aceh terpasang masing-masing seperti ditunjukkan pada Tabel 1.1 dan Tabel 1.2

Tabel 1.1 Kapasitas Gardu Induk tahun 2009

No	Unit Gardu Induk	Trafo Daya	Kapasitas (MVA)	Peak Load (MW)	Keterangan
1	<u>Banda Aceh</u>		<u>60</u>	<u>41.7</u>	
	1. Lambaro	1	30	23.5	Beban diatas 80%
		2	30	18.2	// PLTD Leung Bata
2	<u>Sigli</u>		<u>30</u>	<u>22</u>	
	1. Tijue	1	10	6	// PLTD Pulo Pisang
		2	20	16	Beban diatas 80%
3	<u>Lhokseumawe</u>		<u>120</u>	<u>67.8</u>	
	1. Bayu	1	30	19.5	Beban diatas 80%
		2	30	16.3	// PLTD Cot Trueng
	2. Juli Bireun	1	30	18	
		2	30	14	
4	<u>Langsa</u>		<u>90</u>	<u>42.6</u>	
	1. Alur Dua	1	30	13.4	
	2. Tualang Cut	1	10	3	
		2	10	6.6	
		3	10	7	
	3. Alur Bate, Idi	1	30	12.6	
Jumlah			300	174	

Tabel 1.2. Kapasitas Pembangkit Daya Terpasang tahun 2009

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
A	Sistem 150 KV Sumut-Aceh (Pararel 20 KV)				<u>51,9</u>	
1	Leung Bata + Genset sewa	PLTD	HSD	PLN	30	
2	Cot Trueng	PLTD	HSD	PLN	14	
3	Pulo Pisang	PLTD	HSD	PLN	7,9	
B	Sistem Isolated					
1	Sistem Takengon Ayangan	PLTD	HSD	PLN	9,3	13,2
2	Sistem Sabang Sabang	PLTD	HSD	PLN	<u>3,9</u> 3,9	<u>3,1</u> 3,1
3	Sistem Kutacane Kuning	PLTD	HSD	PLN	<u>6,3</u> 5,5	<u>7,9</u> 7,1
	Sepakat	PLTM	Air	PLN	0,8	0,8
4	Sistem Blangkejeren Rema	PLTD	HSD	PLN	<u>2,5</u> 2,5	<u>2,7</u> 2,7
5	Sistem Meulaboh Seneubok	PLTD	HSD	PLN	<u>14,4</u> 14,4	<u>23,8</u> 23,8
6	Sistem Calang Calang	PLTD	HSD	PLN	<u>4,8</u> 2,97	<u>4,0</u> 2,1
	Lamno	PLTD	HSD	PLN	1,9	1,9
6	Sistem Sinabang Sinabang	PLTD	HSD	PLN	<u>2,0</u> 2,0	<u>3,0</u> 3,0
7	Sistem Blang Pidie Suak	PLTD	HSD	PLN	<u>6,3</u> 6,3	<u>7,4</u> 7,4
8	Sistem Tapaktuan Tapaktuan	PLTD	HSD	PLN	<u>5,3</u> 5,3	<u>4,4</u> 4,4
9	Sistem Subulussalam Kuta Fajar	PLTD	HSD	PLN	<u>5,1</u> 1,2	<u>8,5</u> 1,1
	Rimo	PLTD	HSD	PLN	2,9	2,9
	Singkil	PLTD	HSD	PLN	0,6	0,6
	Bakongan	PLTD	HSD	PLN	0,4	0,4
10	Isolated Kepulauan Haloban & Kuala Baru	PLTD	HSD	PLN	<u>2,2</u> 1,1	<u>1,0</u> 0,3
	Deudap & Serapung	PLTD	HSD	PLN	1,2	0,7

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Aceh yang telah mencapai sekitar 174 MW sebagian besar dipasok dari pembangkit-pembangkit yang berada di provinsi Sumut melalui transmisi 150 kV Pangkalan Brandan – Langsa – Idie – hingga ke Banda Aceh dengan transfer daya rata-rata 150 MW. Biaya Pokok Penyediaan listrik di Provinsi Aceh masih tinggi, yaitu Rp 2.238/kWh karena masih dioperasikannya banyak PLTD, baik di sistem interkoneksi maupun sistem isolated.

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI PROPINSI ACEH

Pertumbuhan ekonomi daerah Aceh terus meningkat dalam kurun waktu 5 tahun terakhir. Hal tersebut sangat terkait dengan pelaksanaan rehabilitasi dan rekonstruksi pasca bencana tsunami yang dilakukan Badan Rehabilitasi & Rekonstruksi Aceh-Nias pada tahun 2005 s/d 2009. Kondisi keamanan yang kian membaik setelah penandatanganan MOU Helsinki antara Pemerintah RI dan GAM pun menjadi tolok ukur terbesar dalam pemulihan ekonomi Aceh. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan kontribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan pada tahun 2009 tumbuh hingga 11,02% dan tahun 2010 diperkirakan akan tumbuh sekitar 11,4%. Selain itu beban puncak sistem kelistrikan juga naik dari 255 MW pada tahun 2008 menjadi 272 MW pada tahun 2009.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 6,67% per tahun.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,2% pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8,58% pada tahun 2019
- ✓ Rasio elektrifikasi mencapai 100% pada tahun 2015
- ✓ Elastisitas rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,47

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Propinsi Aceh 2010-2019

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 16% per tahun, dimana pemakaian pada tahun 2005 sebesar 699 GWh telah meningkat menjadi 1.277 GWh pada tahun 2009.

Penjualan terbesar adalah dari sektor rumah tangga sebesar 823 GWh (64,5%), kemudian sektor bisnis sebesar 218 GWh (17%) seperti ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan pada Tahun 2009.

No	Jenis Pelanggan	GWh	%
1	Rumah Tangga	823,2	64,5
2	Publik	194,2	15,2
3	Bisnis	217,9	17,1
4	Industri	41,2	3,2
Jumlah		1.276,5	100

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 diberikan pada tabel 2.2.

Tabel 2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energy (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2010	1,470	1,591	293	1,038,922
2011	1,595	1,721	315	1,080,401
2012	1,732	1,870	340	1,125,059
2013	1,906	2,060	372	1,185,599
2014	2,137	2,313	416	1,273,706
2015	2,406	2,607	466	1,396,329
2016	2,686	2,911	518	1,424,336
2017	2,971	3,224	572	1,451,590
2018	3,263	3,544	625	1,481,219
2019	3,541	3,893	684	1,507,228
Growth (%)	10.4	9.8	9.7	4.6

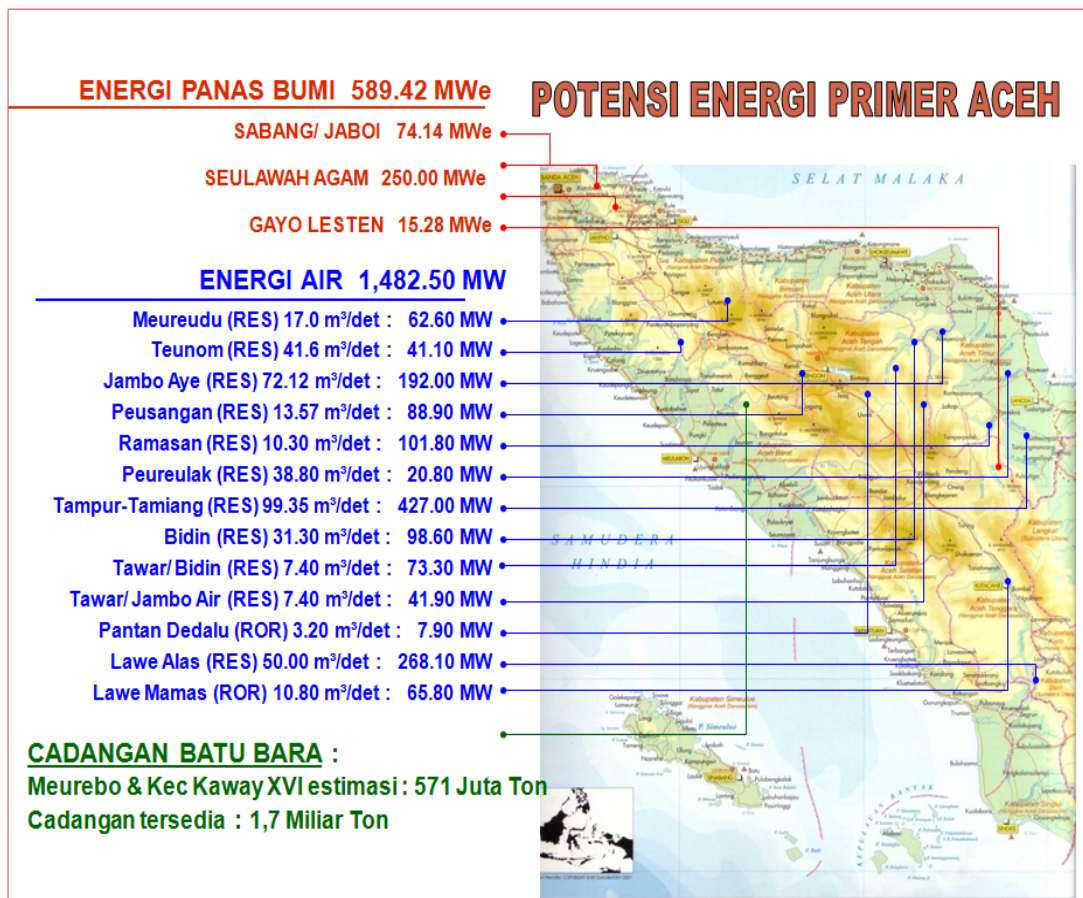
A3.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer seluruh Wilayah Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi sebesar 589,4 MWe, tenaga air sebesar 1.482 MW dan cadangan batubara sebesar 1,7 miliar ton.

Peta potensi energi primer yang terdapat di provinsi Aceh diperlihatkan pada gambar-2. Disamping itu di Provinsi Aceh juga terdapat cadangan gas, namun sudah dieksploitasi dan saat ini sudah depleted.



Gambar-2

Pengembangan Pembangkit di Propinsi Aceh

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2019 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam Wilayah Propinsi Aceh yang akan diinterkoneksi ke sistem 150 kV Sumut–Aceh dengan daya sebesar 891 MW dan

pada sistem isolated dengan daya sebesar 49 MW dengan rincian diberikan pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Sumber dana	Tahun Operasi	Kapasitas (MW)
A	<u>Grid 150 KV</u>						
1	Nagan Raya	PLTU Batubara	PLN	On Going	APLN	2012	220
2	Peusangan	PLTA	PLN	On Going	JBIC	2013 & 2014	86
3	Seulawah (FTP 2)	PLTP	IPP	Plan	Swasta	2014 & 2015	55
4	Lawe Mamas	PLTA	IPP	Plan	Swasta	2014 & 2015	90
5	Meulaboh	PLTU	PLN	Plan	Un Alloc.	2016&2017	400
6	GTG eks. PT. Arun	PLTG	Pemda	On Going	Pemda	2011	40
Jumlah							891
B	<u>Sistem Isolated</u>						
1	Blangkejeran	PLTM	PLN	Plan	Plan	2011	1
2	Sinabang	PLTU Batubara	PLN	On Going	APBN	2012	3
3	Sinabang	PLTU Batubara	PLN	On Going	APBN	2012	3
4	Tapaktuan	PLTU Batubara	PLN	On Going	APBN	2012	7
5	Tapaktuan	PLTU Batubara	PLN	On Going	APBN	2012	7
6	Singkil	PLTU Batubara	PLN	On Going	Plan	2012	3
7	Singkil	PLTU Batubara	PLN	On Going	Plan	2012	3
8	Blangkejeran	PLTM	PLN	Plan	Plan	2011 & 2013	2
9	Jaboi (FTP 2)	PLTP	IPP	Plan	Plan	2013	7
10	Sabang (FTP 2)	PLTU Batubara	PLN	Plan	Plan	2014	4
11	Sabang (FTP 2)	PLTU Batubara	PLN	Plan	Plan	2014	4
12	Jaboi	PLTP	IPP	Plan	Plan	2017	5
Jumlah							49

Pembangunan PLTP Seulawah 55 MW saat ini sedang dalam proses pelelangan WKP (Wilayah Kerja Pertambangan) oleh Pemerintah Provinsi Aceh. WKP PLTP Jaboi di Sabang 7 MW sudah dilelang oleh Pemko Sabang dan dimenangkan oleh PT Sabang Geothermal Energy.

Mengingat daya pembangkit pada sistem interkoneksi Sumut – Aceh belum seimbang dengan demand yang ada, maka beroperasinya PLTA Peusangan 86 MW, PLTG Arun 40 MW (IPP), PLTU Nagan Raya 200 MW, dan PLTP Seulawah Agam 55 MW sangat penting untuk memperbaiki sistem kelistrikan Aceh.

Untuk mengatasi defisit kelistrikan saat ini, pada Juni 2010 akan dilakukan tambahan sewa pembangkit diesel pada sejumlah subsistem, sehingga pada bulan Juni 2010 akan bertambah pembangkit berikut: Banda Aceh 30 MW, Calang 2 MW, Sabang 2 MW, Meulaboh 9 MW, Kuta Fajar 2 MW, Kutacane 2 MW, Blang Keujeuren 2 MW, Takengon 2 MW, Rimo 2 MW, sedangkan untuk Blang Pidie dan Sinabang dilakukan relokasi pembangkit diesel masing-masing 5 MW dan 4 MW.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik di sistem kecil isolated akan dibangun PLTU skala kecil di Tapak Tuan 2x7 MW, Sinabang 2x3 MW, Singkil 2x3 MW, dan Sabang 2x4 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan GI baru untuk mengevakuasi energi listrik dari Pembangkit Skala besar dan dari hasil perkiraan pertumbuhan dan Capacity Balance per Gardu Induk, maka kebutuhan penambahan kapasitas trafo GI di PLN Wilayah Aceh tahun 2010 s/d 2019 untuk pembangunan GI baru adalah sebesar 850 MVA dan GI uprating adalah sebesar 110 MVA.

Tabel-3.2, Pengembangan Gardu Induk

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas (MVA)	Kebutuhan Dana (M USD)	Keterangan
1	Banda Aceh	BRR	2010	30	1.4	On Going
2	Sigli	APBN	2011	30	1.4	Uprating 20 MVA
3	Banda Aceh	APBN	2011	60	2.1	Uprating 30 MVA
4	Subulussalam	APBN/APLN	2011	30	2.6	
5	Kuta Cane	APBN/APLN	2011	30	2.6	
6	Meulaboh	APBN/APLN	2011	60	5.2	
7	Jantho	APBN/APLN	2012	30	2.6	
8	Panton Labu	APBN/APLN	2012	30	2.6	
9	Blang Pidie	APBN/APLN	2012	20	3.6	
10	Tapak Tuan	APBN/APLN	2012	20	2.4	
11	Cot Trueng	APBN/APLN	2012	20	2.4	
12	Takengon	JBIC	2013	30	2.6	
13	Samalanga	APBN/APLN	2013	20	2.4	
14	Krueng Raya	APBN/APLN	2014	30	2.6	
15	Blangkejeren	APBN/APLN	2014	20	2.4	
16	Lhokseumawe	APBN/APLN	2014	60	2.1	
17	Banda Aceh	APBN/APLN	2015	60	2.1	Uprating 30 MVA
18	Meulaboh	APBN/APLN	2015	30	1.4	
19	Blang Pidie	APBN/APLN	2016	20	1.1	
20	Sigli	APBN/APLN	2017	30	1.4	
21	Idi	APBN/APLN	2018	30	1.4	
22	Sabulussalam	APBN/APLN	2018	30	1.4	
23	Cot Trueng	APBN/APLN	2019	20	1.1	
24	Kuta Cane	APBN/APLN	2019	30	1.4	
25	Banda Aceh	APBN/APLN	2019	60	2.1	Uprating 30 MVA
26	Krueng Raya	APBN/APLN	2019	20	1.1	
Jumlah				850	55.64	

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi 150 kV sampai dengan tahun 2019 berjumlah 1688 kms dengan kebutuhan dana sekitar US\$153.2 juta seperti yang ditampilkan dalam Tabel 3.3.

Tabel 3.3. Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panjang kms	COD	Biaya M USD
1	Sidikalang	Subulussalam	2 cct, 1 HAWK	111	2011	6.2
2	Brastagi	Kuta Cane	2 cct, 1 HAWK	356	2011	19.7
3	Sigli	Meulaboh	2 cct, 2 Zebra	333	2011	75.0
4	Meulaboh	PLTU Meulaboh	2 cct, 1 HAWK	60	2011	3.3
5	PLTA Peusangan-1	Takengon	2 cct, 2 HAWK	22	2011	1.7
6	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	2 cct, 2 HAWK	14	2011	1.1
7	Bireun	PLTA Peusangan-2	2 cct, 2 HAWK	114	2011	8.7
8	Jantho	Incomer (Sigli - Banda Aceh)	2 cct, 2 HAWK	1	2012	0.1
9	Panton Labu	Incomer (Idi - Lhokseumawe)	2 cct, 2 HAWK	1	2012	0.1
10	Meulaboh	Blang Pidie	2 cct, 2 HAWK	190	2012	10.5
11	Blang Pidie	Tapak Tuan	2 cct, 2 HAWK	130	2012	7.2
12	Cot Trueng	Incomer (Bireun - Lhokseumawe)	2 cct, 2 HAWK	6	2012	0.3
13	Samalanga	Incomer (Bireun - Sigli)	2 cct, 2 HAWK	4	2013	0.2
14	Banda Aceh	Krueng Raya	2 cct, 2 HAWK	90	2014	5.0
15	PLTA Peusangan-2	Blangkejeren	2 cct, 2 HAWK	174	2014	9.6
16	PLTP Seulawah	2 Pi Incomer (Sigli - Banda Aceh)	4 cct, 1 HAWK	32	2014	1.8
17	Kuta Cane	Lawe Mamas	cct, 1 HAWK	50	2016	2.8
Jumlah				1,688	-	153.2

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tersebut di point 2.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 511.633 pelanggan atau rata-rata 51.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 4.890 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 5.390 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 231 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel 3.4 berikut.

Tabel 3.4. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2009	143	156	12	65.000
2010	380	420	18	39.804
2011	440	480	21	45.695
2012	460	500	22	47.810
2013	480	530	23	50.023
2014	500	550	24	52.340
2015	520	580	25	54.764
2016	500	550	23	52.105
2017	520	570	24	54.300
2018	540	600	25	56.588
2019	550	610	26	58.205
2010 -1019	4.890	5.390	231	511.633

A3.4. PENGEMBANGAN PULAU WEH – SABANG

Sabang merupakan merupakan kawasan istimewa karena berada pada jalur lalu lintas pelayaran dan penerbangan internasional, sehingga menjadi pintu gerbang arus masuk investasi, barang/jasa dari dalam dan luar negeri. Pemerintah Aceh telah menentukannya sebagai kawasan industri yang akan menjadi pusat dalam memajukan ekonomi Aceh.

Kondisi Geografis dan Rencana Pengembangan

Luas wilayah kawasan Sabang adalah 39.375 ha dengan batasan wilayah sebelah utara dengan Teluk Benggala, sebelah selatan dengan Samudera Hindia, sebelah timur dengan Selat Malaka dan sebelah Barat dengan Samudera Hindia.

Letak geografis Sabang sangat strategis bila ditinjau dari kepentingan nasional, karena Sabang merupakan titik paling barat dari NKRI yang berbatasan dengan negara-negara Asia selatan, sehingga posisi Sabang dapat berfungsi sebagai pintu masuk bagi aktivitas perdagangan internasional di Indonesia bagian barat.

Untuk memajukan Sabang, telah dibentuk BPKS (Badan Pengusahaan Kawasan Sabang) dengan harapan dapat menjadi fasilitator dalam pengembangan ekonomi baik skala provinsi, nasional, regional dan international.

Untuk mempercepat pengembangan Sabang, penyediaan tenaga yang memadai dan handal sangatlah diperlukan.

Disamping itu pulau yang eksotis ini juga akan dikembangkan menjadi kawasan wisata bahari provinsi Aceh.

Kondisi Kelistrikan dan Potensi Energi

Pasokan tenaga listrik saat ini di supply dari PLTD HSD milik PLN dan genset sewa dengan daya mampu 4,2 MW dan beban Puncak 2,8 MW.

Potensi energi panas bumi di Sabang diperkirakan sebesar 70 MW, namun yang akan dikembangkan oleh Pemko Sabang saat ini sebesar 2 x 5 MW yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2013 dan 2017.

Rencana Kelistrikan Sabang

Dalam rangka mendukung pengembangan kawasan Sabang oleh Pemerintah Aceh, PLN mendorong pembangunan PLTP Jaboi 2 x 5 MW oleh IPP dan siap untuk membeli dengan harga yang wajar.

Disamping itu untuk menjaga kemungkinan kemunduran beroperasinya PLTP Jaboi, PLN juga membuka peluang pembangunan PLTU Batubara 2x4 MW oleh investor dalam skema IPP.

A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel 5.1

Tabel 5.1 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan				Investasi (M USD)
	Sales Energy (GWh)	Produksi Energy (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi Line/150 KV (kms)	Distribusi Line / 20 KV (kms)	
2009	1,315	1,527	272	4	30	-	143	38.5
2010	1,470	1,591	293	81	30	-	380	77.0
2011	1,595	1,721	315	42	210	1,010	440	164.0
2012	1,732	1,870	340	178	120	328	460	478.0
2013	1,906	2,060	372	49	50	4	480	141.9
2014	2,137	2,313	416	101	110	296	500	277.0
2015	2,406	2,607	466	80	90	-	520	330.4
2016	2,686	2,911	518	200	20	50	500	25.7
2017	2,971	3,224	572	205	30	-	520	34.1
2018	3,263	3,544	625	-	60	-	540	26.4
2019	3,541	3,893	684	-	100	-	550	29.9
Jumlah				940	850	1,688	5,033	1,623

Investasi sudah termasuk pengembangan distribusi sekitar USD 241,2 miliar

Asumsi yang digunakan adalah PLTA = 2.400 M USD / MW, PLTP = 2.000 M USD / MW dan SFC PLTD 0,275 liter/kWh

LAMPIRAN A.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI SUMATERA UTARA

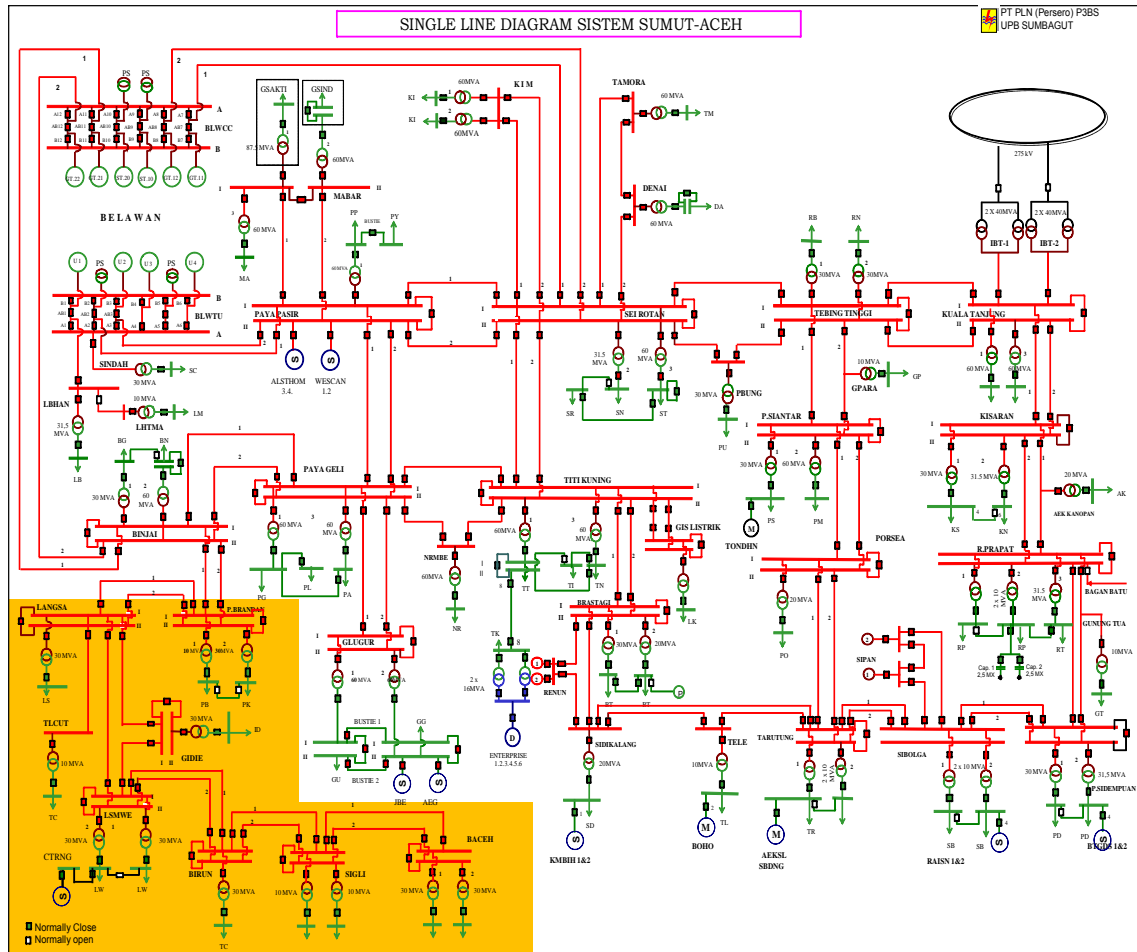
A4.2. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Sumatera Utara dipasok dengan menggunakan sistim Transmisi 150 kV (tidak termasuk Pulau Nias / Gunung Sitoli dan teluk dalam serta Pulau Tello dan Pulau Sembilan yang beroperasi secara isolated). Saat ini beban puncak sekitar 1235 MW dan dipasok oleh pembangkit-pembangkit PLTGU/PLTU Belawan, PLTU Labuhan Angin, PLTD Sektor medan, PLTA Sipansihaporas 85 MW dan PLTA Renun 50 MW. Pada saat beban puncak diperoleh tambahan pasokan listrik dari PLTA Inalum sekitar 45 s/d 65 MW yang memasok langsung sistem transmisi 150 kV, namun pada siang hari PLN memasok Inalum sekitar 15 MW. Selisihnya dibayar ke PT Inalum sesuai kontrak (kesepakatan). seperti ditunjukkan pada Gambar-1.

Disamping sumber energi di atas, ada beberapa PLTMH yang memasok listrik langsung ke sistim distribusi (20kV) dan IPP PLTP Sibayak sebesar 10 MW.

Sehubungan dengan kurangnya pasokan listrik di Sumatera Utara sebagai akibat dari tidak adanya penambahan pembangkit, maka pada saat beban puncak diberlakukan pemadaman bergilir. Untuk menaggulang pemadaman yang berkepanjangan, PLN Wilayah Sumatera Utara melakukan demand side manajemen dengan cara mengurangi laju pertumbuhan beban, yaitu membuat kuota (pembatasan) jumlah sambung baru. Kondisi ini menimbulkan efek negatif terhadap PLN, pemerintah daerah dan masyarakat sendiri.

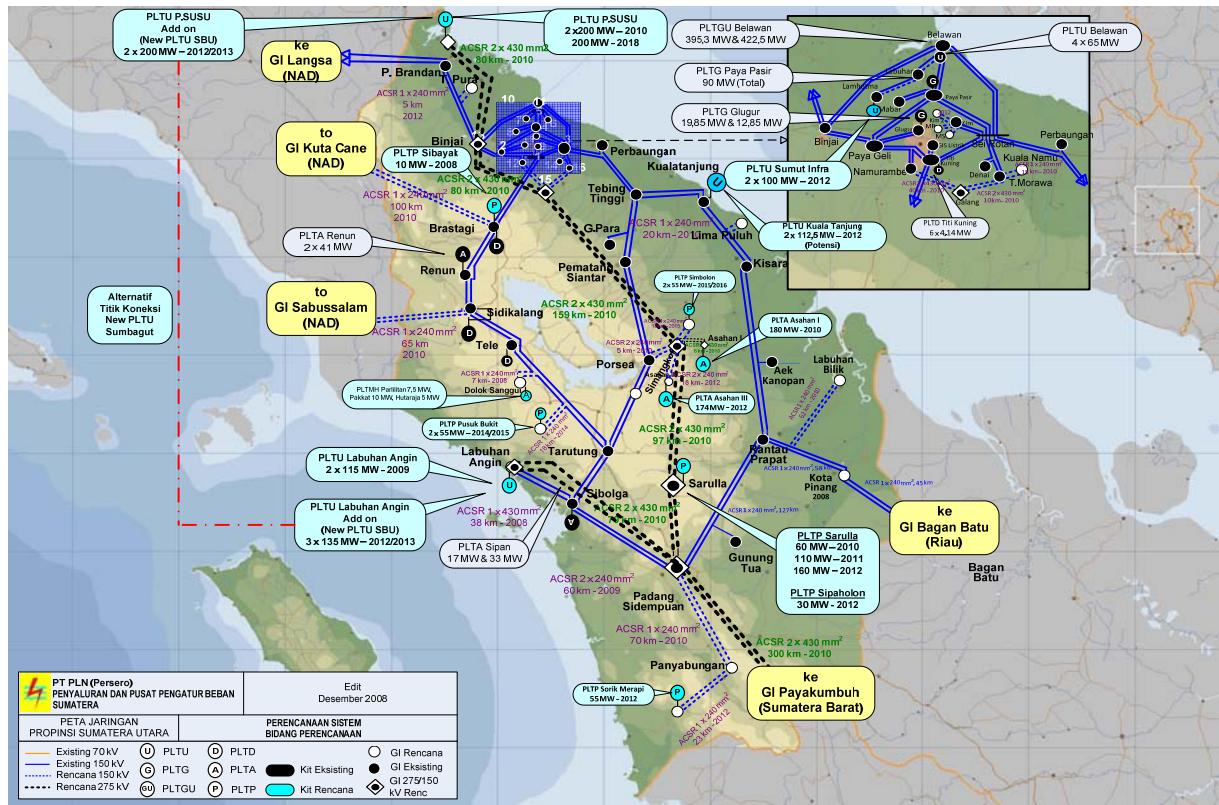
Di sisi PLN akan mengakibatkan meningkatnya penyambungan ilegal sehingga mengakibatkan kenaikan susut, sedang di sisi Pemerintah daerah akan memperlambat laju pertumbuhan perekonomian. Di sisi lain, masyarakat merasa terganggu dalam beraktifitas karena adanya pembatasan penggunaan listrik dan pemadaman bergilir.



**Gambar-1. Diagram satu garis Transmisi 150 kV
Sistim Sumatera Utara –Aceh**

Total GI di Sumatera Utara adalah 32 buah dengan kapasitas Trafo 2146,5 MVA. Layout jaringan transmisi sistim Sumatera Utara dapat dilihat pada gambar-2, dimana ada beberapa daerah pelayanan listrik yang panjangnya sampai 200 Km dari gardu induk, sehingga tegangan operasi pada sisi tegangan rendah pada pelanggan hanya 90 volt (daerah Penyabungan) yang dipasok dari GI Padang Sidempuan. GI Ranto Prapat penyulang RA1, yang memasok listrik ke daerah Ranting Labuhan Bilik Cabang Ranto Prapat, masih terhubung dengan kantor jaga Panipahan Cabang Dumai Wilayah Pekan Baru dan Kepulauan Riau dengan panjang jaringan SUTM sampai 200 kms. Sehingga perlu mendapat perhatian khusus sebagai prioritas dalam perencanaan pengembangan transmisi.

Khusus kota Medan dimana terdapat hampir 60 % demand dari total beban Wilayah Sumatera Utara dan tingkat pertumbuhan beban masih tinggi dengan adanya pembangunan KIM 2 (kawasan Industri Medan tahap dua) perlu penambahan GI guna mengatasi beban GI yang sudah mengalami kejenuhan seperti GI Titi Kuning, GI KIM.



Gambar-2 Peta jaringan transmisi Sumatera Utara

PLN Wilayah Sumatera Utara mengalami pertumbuhan penjualan tenaga listrik sejalan dengan pertumbuhan perekonomian propinsi Sumatera Utara yang berkembang secara positif. Namun dalam sektor penyediaan tenaga listrik (pembangkitan) mengalami penurunan daya mampu (derating capacity) karena usia pembangkitan yang semakin tua dan penambahan kapasitas pembangkit boleh dikatakan sangat kecil. Secara lebih rinci, Kapasitas masing masing unit pembangkit dapat dilihat pada tabel-1.1 dan tabel-1.2 berikut.

**Tabel-1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Sumatera Utara
(Sistim Interkoneksi)**

SEKTOR / PUSAT LISTRIK	JENIS PEMBANGKIT	JENIS BAHAN BAKAR	PEMILIK	DAYA TERPASANG (MW)	DAYA MAMPU (MW)
SEKTOR BELAWAN					
1. PLTU BELAWAN	PLTU	MFO DAN GAS	KIT SBU	260.000	198.000
2. PLTGU BELAWAN	PLTGU	HSD DAN GAS	KIT SBU	817.880	741.000
GABUNGAN BELAWAN				1.110.880	939.000
SEKTOR MEDAN					
1. PLTG PAYA PASIR	PLTG	HSD DAN GAS	KIT SBU	111.942	47.000
2. PLTG GLUGUR	PLTG	HSD DAN GAS	KIT SBU	44.510	11.000
3. PLTD TITI KUNING	PLTD	HSD	KIT SBU	24.846	14.000
GABUNGAN MEDAN				181.298	72.000
SEKTOR PANDAN					
1. PLTM TERSEBAR	PLTM		KIT SBU	7.500	5995
2. PLTA SIPANSIHAPORAS	PLTA		KIT SBU	50.000	17000
3. PLTA RENUN	PLTA		KIT SBU	82.000	82000
GABUNGAN PANDAN				143.641	114825
GABUNGAN KIT SBU				1.672.210	1.272.925
IPP					
PLTP SIBAYAK	PLTP	GAS ALAM	DIZAMATRA	13	10
PLTP SIBAYAK	PLTP	GAS ALAM	PERTAMINA		0
PLTA ASAHAN (2MW)	PLTA		INALUM	2	2
PLTA ASAHAN (90MW)	PLTA		INALUM	90	90
PLTA ASAHAN I	PLTA		SWASTA	180	TAHAP KONSTRUKSI
PLTMH SIMONNGO	PLTM		MPM	7,5	
PLTMH PARLUASAN	PLTM		INPOLA	4,2	
PLTMH HUTA RAJA	PLTM		HUMBAHAS	5	

Dengan beroperasinya PLTU Labuhan Angin 2x115 MW dan PLTA Asahan I (180 MW), maka provinsi Sumut dapat mengeksport daya ke provinsi NAD sebesar \pm 170 MW dan ke provinsi Riau sebesar \pm 60 MW

Sedangkan pembangkit PLTD isolated yang beroperasi di Gunung Sitoli ,Teluk dalam (Pulau Nias), Pulau Sembilan (Kabupaten Langkat) dan Pulau Tello (Kabupaten Nias Selatan) seperti pada tabel-1.2.

Tabel-1.2. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Sumatera Utara Isolated

PUSAT LISTRIK	JENIS	JENIS		DAYA	DAYA
	PEMBANGKIT	BAHAN BAKAR	Pemilik	TERPASANG	MAMPU
				(KW)	(KW)
1. PLTD GUNUNG SITOLI	PLTD	HSD	PLN WIL SUMUT	12.178,00	7.750,00
2. PLTD TELUK DALAM	PLTD	HSD		3.386,00	2.080,00
3. PLTD SEWA	PLTD	HSD		6,00	4,80
4. PLTD PULAU TELLO	PLTD	HSD		0,50	0,30
5. PLTD PULAU SEMBILAN	PLTD	HSD		0,20	0,14

A4.3. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari data statistik dan tata ruang pemerintahan daerah, proyeksi kebutuhan listrik untuk 10 tahun kedepan adalah sebagai berikut:

- *Sektor Komersial dan Industri*, Dengan diberlakukannya sistim perdagangan bebas, dimana merupakan salah satu pintu gerbang Export Import daerah Asia Tenggara karena jarak yang tidak terlalu jauh dari Singapura dan Malaysia, dan lahan (area) untuk pengembangan usaha masih mencukupi sehingga diprediksikan perkembangan penanaman modal oleh onvestor dalam dan luar negeri berkembang pesat.
- *Sektor Perumahan*, sejalan dengan perkembangan usaha, maka perkembangan perumahan diprediksikan juga akan mengalami pertumbuhan yang lebih besar dari tahun sebelumnya.
- *Sarana dan Prasarana seperti Pelabuhan laut dan Udara*, Pada saat ini telah dibangun pelabuhan udara Kuala Namu bertaraf internasional yang direncanakan selesai tahun 2011, membutuhkan pasokan energi listrik sekitar 20 MW, dengan adanya pengembangan kota juga akan mengakibatkan penambahan energi listrik di sektor publik .

Dari Data perkembangan masing masing sektor, maka dalam pembuatan forcast energi listrik 10 tahun kedepan menggunakan asumsi sebagai berikut.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 5,95% per tahun dan tidak dipengaruhi oleh gejolak yang bersifat jangka pendek seperti krisis finansial global.

- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,7% pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 7,26% pada tahun 2010, dan diharapkan angka pencapaian konstan pada tahun tahun berikut.
- ✓ Rasio elektrifikasi akan mencapai 100% pada tahun 2020
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,49.
- ✓ Forcast Energi listrik isolated, Nias dan pulau pulau lain akan dibuat tersendiri.

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Sumatera Utara 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019, seperti pada tabel-2.1.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (GWH)	Energi produksi (GWH)	Beban puncak (MW)	Jumlah pelanggan	delta pel
2010	6,781.871	7,473.959	1,293	2,593,814	116,097
2011	7,410.649	8,157.913	1,433	2,719,387	125,573
2012	8,093.459	8,884.148	1,567	2,844,503	125,116
2013	8,834.824	9,676.696	1,713	2,968,575	124,071
2014	9,638.180	10,533.530	1,859	3,090,826	122,251
2015	10,502.355	11,452.949	2,012	3,199,976	109,150
2016	11,488.736	12,501.345	2,189	3,321,068	121,092
2017	12,568.039	13,646.080	2,382	3,447,075	126,007
2018	13,749.317	14,896.335	2,593	3,578,219	131,144
2019	15,042.251	16,261.892	2,821	3,714,735	136,516
2020	16,451.173	17,746.680	3,070	3,849,430	134,695
Growth (%)	8.5	8.3	7.9	3.9	

A4.4. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, GI dan distribusi sebagai berikut.

Pembangkit.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer berupa energi terbarukan yang tersedia di Sumatera Utara untuk membangkitkan energi listrik sangat besar, mulai dari Air, Uap dan Gas Alam

sehingga secara bertahap, pembangkit - pembangkit yang masih menggunakan BBM akan berkurang. Tabel-3.1 berikut adalah potensi energi terbarukan :

Tabel-3.1. Daftar Pembangkit potensial dengan energi terbarukan

NO	URAIAN	KAPASITAS (MW)	LOKASI	PENGEMBANG	STATUS
1	PLTA Silau-2	2x3,75	Hatonduhan-Simalungun	PT Bersaudara Simalungun Energi	PPA
2	PLTM Lau Gunung	10	Tanah Pinem - Dairi	PT Inpola Meka Energi	Proses Negosiasi di PLN Pusat
3	PLTM Lae Ordi	10	Salak- Pakpak Barat	PT Phakpak Bumi energi	Proses Negosiasi di PLN Pusat
4	PLTM Karai-1	7,5	Silau Kahean- Simalungun	PT Bersaudara	Proses Negosiasi di PLN Pusat
5	PLTM Karai-7	5,65	Silau Kahean- Simalungun	PT Bersaudara	Proses Negosiasi di PLN Pusat
6	PLTM Karai-12	5	Silau Kahean- Simalungun	PT Bersaudara	Proses Negosiasi di PLN Pusat
7	PLTM Karai-13	8	Silau Kahean- Simalungun	PT Bersaudara	Proses Negosiasi di PLN Pusat
8	PLTA Lae Ordi II	10	Pakpak Barat	PT Bakara Bumi Energi	Proses Negosiasi di PLN Pusat
9	PLTM Batang Toru	5	Pahae Julu- Tap Utara	PT Bumi Lestari Energi	Proses Negosiasi di PLN Pusat
10	PLTA Tara Bintang	10	Tarabintang - Humbahas	PT Subur Sari Lastderich	Proses Negosiasi di PLN Pusat
11	PLTA Pakkat	10	Pakkat- Humbahas	PT Energi Sakti Sentosa	Proses Negosiasi di PLN Pusat
12	PLTMG Brandan	30	Brandan - Langkat	PT Navigat Artho Ageng Medan Power	MOU
13	PLTBiomass Besitang	10	Besitang - Langkat	PT Besitang Bio Energi	Proses Negosiasi di PLN Pusat
14	PLTM Rahu-1	9,2	Parlilitan - Humbahas	PT Asri Power	MOU
15	PLTM Rahu-2	8,5	Parlilitan - Humbahas	PT Asri Power	MOU
16	PLTP sarulla	220	Sarulla		
17	PLTA Asahan 3	174	Porsea		
18					
	JUMLAH	532,85			

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2019 sebagaimana digambarkan pada tabel-2.1, maka diperlukan pembangunan / penambahan pembangkit secara bertahap, sebagaimana yang telah diprogramkan seperti tabel-3.2 berikut:

Tabel-3.2. Pengembangan Pembangkit di Sumatera Utara

No	Pembangkit	Pemilik	Kapasitas (MW)
1	PLTA Asahan 3 (FTP 2)	PLN	174
2	PLTG New Sumut 1	PLN	100
3	PLTG New Sumut 2-4	PLN	300
4	PLTG New Sumut 5	PLN	100
5	PLTG New Sumut 6-8	PLN	300
6	PLTU Nias 1-3 (FTP 2)	IPP	21
7	PLTU Pangk. Susu FTP1	PLN	440
8	PLTU Pangk. Susu FTP2	PLN	200
9	PLTU Pangk. Susu FTP2	PLN	200
10	PLTG Task Force	PLN	105
11	PLTA Asahan 1	IPP	180
12	PLTA Asahan 4-5	IPP	60
13	PLTM Hutaraja	IPP	5
14	PLTM Karai 1	IPP	10
15	PLTM Karai 2	IPP	6
16	PLTM Karai 7	IPP	7
17	PLTM Pakat	IPP	10
18	PLTM Parlilitan	IPP	8
19	PLTM Parluasan	IPP	4
20	PLTP Pusuk Bukit 1	IPP	55
21	PLTP Pusuk Bukit 2	IPP	55
22	PLTP Sarulla I #1-#2(FTP 2)	IPP	220
23	PLTP Sarulla I #3(FTP 2)	IPP	110
24	PLTP Sarulla II (FTP 2)	IPP	110
25	PLTM Silau	IPP	8
26	PLTP Sipaholon	IPP	55
27	PLTP Sorik Merapi (FTP 2)	IPP	55
28	PLTU Sumut 2	IPP	225
29	PLTM Tara Bintang	IPP	10
30	PLTA Wampu	IPP	45
Jumlah (MW)			3004

Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Saat ini sistim transmisi Sumatera telah ter-interkoneksi, mulai dari Aceh sampai Lampung. Namun masih banyak daerah yang memerlukan saluran transmisi tambahan guna memperkuat sistim yang telah ada (single feeder) disamping sebagai penghubung gardu Induk baru.

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan Transmisi sepanjang 2.360 kms guna mendukung program penyaluran dan target target yang telah ditetapkan yaitu, untuk mengurangi jatuh tegangan akibat SUTM yang terlalu panjang, menurunkan losses dan meningkatkan keandalan sistim, serta saluran transmisi antar GI yang baru untuk mengatasi GI yang sudah mengalami kejenuhan (Kapasitas maksimum 3 x 60 MW).

Rencana pembangunan transmisi di provinsi Sumut seperti pada tabel-3.3.

Tabel-3.3. Tabel rencana pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Porsea	Simangkok	150 kV	2 cct, 2 HAWK	10	0,8	2010
2	Tanjung Marowa	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 2 HAWK	34	2,6	2011
3	Dolok Sanggul	Incomer (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	14	0,8	2011
4	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80	7,9	2011
5	Galang	Tanjung Marowa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2,0	2011
6	Padang Sidempuan	Panyabungan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	140	7,8	2013
7	Namurambe	Pancor Batu	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1,7	2013
8	Simangkok	PLTA Asahan III (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	22	1,7	2013
9	Pangkalan Susu 3&4 (FTP 2)	Pangkalan Brandan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	22	1,7	2013
10	Lamhotma	Belawan	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	6	0,5	2013
11	Tanjung Pura	Incomer (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1,7	2015
12	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct, 1 HAWK	80	4,4	2016
13	Teluk Dalam	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct, 1 HAWK	220	12,2	2012
14	Panyabungan	PLTP Sorik Merapi (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	46	2,5	2014
15	Tarutung	PLTP Pusuk Bukit	150 kV	2 cct, 2 HAWK	60	3,3	2018
16	PLTA Asahan 1	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	16	3,6	2010
17	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	50	3,8	2012
18	Simangkok	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	71,6	2011
19	Galang	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	36,0	2011
20	Pangkalan Susu	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	36,0	2011
21	PLTP Sarulla (FTP 2)	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	43,7	2013
22	Padang Sidempuan	PLTP Sarulla (FTP 2)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	138	31,1	2013
23	Rantau Prapat	Tebing Tinggi	500 kV	2 cct, 4 Dove	400	123,6	2018
24	Tebing Tinggi	Belawan	500 kV	2 cct, 4 Dove	160	49,4	2018
	Jumlah				2.360	446,3	

Pembangunan Gardu Induk

Untuk melayani peningkatan beban, meningkatkan keandalan pasokan wilayah Sumatera Utara, memperbaiki mutu tegangan serta mengantisipasi masuknya beberapa pembangkit dalam beberapa tahun kedepan, direncanakan pembangunan Gardu induk. Disamping pembangunan GI – GI yang telah mendesak karena kondisi tegangan yang sangat rendah karena jarak GI yang terlalu jauh dari konsumen seperti Labuhan Bilik dan penyabungan, pembangunan GI Dolok sanggul, kami usulkan dipercepat agar energi listrik yang dibangkitkan oleh PLTM - PLTM disekitar Dolok sanggul seperti PLTM Simonggo 7,5 MW, Hutaraja 5 MW, PLTM Pakkat 4 MW dapat terserap dengan mengalirkannya ke sistim transmisi, karena beban puncak yang ada di daerah Dolok Sanggul dan Siborong borong sebagai unit pelayanan terdekat hanya memiliki beban puncak sekitar 5 MW. Rencana pembangunan GI dapat dilihat pada tabel-3.4 berikut.

Tabel-3.4. Rencana Pembangunan GI s/d tahun 2019

No.	Gardu Induk	Tegangan	Ext/Baru	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD
1	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2,1	2010
2	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2,1	2010
3	Kisaran	150/20 kV	Extension	30	1,4	2010
4	Labuhan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2010
5	Gunung Para	150/20 kV	Extension	30	1,4	2010
6	KIM	150/20 kV	Extension	60	2,1	2010
7	Tele	150/20 kV	Extension	30	1,4	2010
8	Gunung Tua	150/20 kV	Extension	30	1,4	2010
9	Gunung Sitoli	70/20 kV	Baru	30	2,2	2012
10	Teliuk Dalam	70/20 kV	Baru	20	1,9	2012
11	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
12	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
13	Binjai	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
14	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
15	Sidikalang	150/20 kV	Extension	30	1,4	2011

No.	Gardu Induk	Tegangan	Ext/Baru	Kapasitas (MW)	Biaya (M USD)	COD
16	Tarutung	150/20 kV	Extension	30	1,4	2011
17	Sibolga	150/20 kV	Extension	30	1,4	2011
18	Padang Sidempuan	150/20 kV	Extension	30	1,4	2011
19	Namurambe	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
20	Tanjung Marowa	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
21	Denai	150/20 kV	Extension	60	2,1	2011
22	Aek Kanopan	150/20 kV	Extension	30	1,4	2011
23	Kuala Namu	150/20 kV	Baru	30	2,6	2011
25	Dolok Sanggul	150/20 kV	Baru	30	2,6	2011
28	Pematang Siantar	150/20 kV	Extension	30	1,4	2012
29	Sei Rotan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2012
30	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2,1	2012
31	Brastagi	150/20 kV	Extension	60	2,1	2013
32	Perbaungan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2013
33	Panyabungan	150/20 kV	Baru	30	2,6	2013
35	Pancor Batu	150/20 kV	Baru	60	3,3	2013
37	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2,1	2014
38	Porsea	150/20 kV	Extension	30	1,4	2014
39	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	60	2,1	2015
40	Lamhotma	150/20 kV	Extension	30	1,4	2015
41	Tanjung Pura	150/20 kV	Baru	60	3,3	2015
42	Pangururan	150/20 kV	Baru	30	2,6	2012
43	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2,1	2016
44	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2,1	2016
45	Denai	150/20 kV	Extension	60	2,1	2016
46	Sei Rotan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
47	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
48	Binjai	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
49	Rantau Prapat	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
50	Padang Sidempuan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
51	Tanjung Marowa	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
52	Tanjung Pura	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
53	Pancor Batu	150/20 kV	Extension	60	2,1	2017
54	Paya Geli	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
55	Titi Kuning	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
56	Pematang Siantar	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
57	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
58	Sibolga	150/20 kV	Extension	30	1,4	2018
59	Namurambe	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
60	GIS Listrik	150/20 kV	Extension	60	2,1	2018
61	Tebing Tinggi	150/20 kV	Extension	60	2,1	2019
62	Kisaran	150/20 kV	Extension	60	2,1	2019
63	Glugur	150/20 kV	Extension	60	2,1	2019
64	KIM	150/20 kV	Extension	60	2,1	2019
65	Kota Pinang	150/20 kV	Extension	30	1,4	2019
66	Asahan I	275/150 kV	Baru	-	10,3	2010
67	Simangkok	275/150 kV	Baru	250	16,3	2010
68	Pangkalan Susu	275/150 kV	Baru	-	10,3	2011
69	Binjai	275/150 kV	Baru	500	25,9	2011
70	Galang	275/150 kV	Baru	1.000	33,6	2011
71	Padang Sidempuan	275/150 kV	Baru	500	23,4	2012
72	Binjai	275/150 kV	Extension	250	13,4	2013
73	Pangkalan Susu	275/150 kV	Extension	250	13,4	2013
74	PLTP Sarulla	275/150 kV	Baru	500	20,6	2013
75	Rantau Prapat	500/150 kV	Baru	1.000	28,8	2018
76	Tebing Tinggi	500/150 kV	Baru	1.000	28,8	2018
77	Belawan	500/150 kV	Baru	1.000	26,6	2018
Jumlah				9.240	378,2	

Dari tabel di atas terlihat bahwa penambahan GI Baru sampai 2019 adalah 17 lokasi. Selain itu diperlukan juga extension banyak GI eksisting dengan menambah unit trafo hingga tambahan kapasitas seluruhnya mencapai 9.210 MVA .

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, dengan tambahan pelanggan baru sekitar 1346650 pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 130.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 16.718 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 7294 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 5296 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.5 berikut.

Tabel-3.5. Pengembangan Sistem Distribusi di Sumatera Utara

PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Sumatera Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	delta Pelanggan
2010	897.0	850.1	298.7	120,034
2011	1,017.1	933.0	373.2	129,143
2012	1,304.0	859.8	601.6	128,158
2013	1,402.6	778.1	583.3	128,093
2014	1,534.0	682.2	579.0	129,683
2015	1,667.8	537.9	553.6	119,324
2016	1,943.8	771.1	793.6	136,317
2017	2,132.9	607.5	588.3	144,717
2018	2,322.3	639.3	527.4	152,481
2019	2,497.2	634.7	397.1	158,742
2010-2019	16,718.6	7,293.7	5,296.0	1,346,693

A4.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistim kelistrikan Nias adalah seperti tabel berikut:

Tabel 4.1. Rangkuman rencana proyeksi kebutuhan listrik

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	6,781.9	7,474.0	1,292.7	304.1	610	26	422.0
2011	7,410.6	8,157.9	1,432.7	440.0	2,130	786	688.4
2012	8,093.5	8,884.1	1,567.5	31.2	700	220	167.8
2013	8,834.8	9,676.7	1,712.6	630.7	1,210	552	1,301.4
2014	9,638.2	10,533.5	1,858.5	420.0	90	46	575.3
2015	10,502.4	11,452.9	2,011.7	45.0	150	30	408.3
2016	11,488.7	12,501.3	2,189.1	160.0	180	80	232.4
2017	12,568.0	13,646.1	2,382.3	580.0	480		698.1
2018	13,749.3	14,896.3	2,592.6	155.0	3,390	620	546.5
2019	15,042.3	16,261.9	2,821.2	410.0	270		518.0
Jumlah	104,109.7	113,484.8	19,861.0	3,004.0	9,210	2,360	5,558.2

LAMPIRAN A.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI RIAU

A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem Interkoneksi 150 kV

Pada sistem kelistrikan di provinsi Riau pada sistem interkoneksi 150 kV Riau terdapat 8 gardu induk (GI) 150 kV, yaitu Koto Panjang, Bangkinang, Garuda Sakti, Teluk Lembu, Duri, Dumai, Bagan Batu dan Taluk Kuantan. Sebagian GI tersebut sudah mengalami overload dan perlu segera dimitigasi.

Kebutuhan beban sistem Riau yang dipasok dari sistem 150 kV sistem Sumatera pada saat ini sebesar 284 MW. Kapasitas pembangkit PLN yang ada di sistem Riau yang tersambung ke sistem interkoneksi Sumatera adalah 170 MW, dimana 76% dari kapasitas tersebut adalah PLTA Koto Panjang.

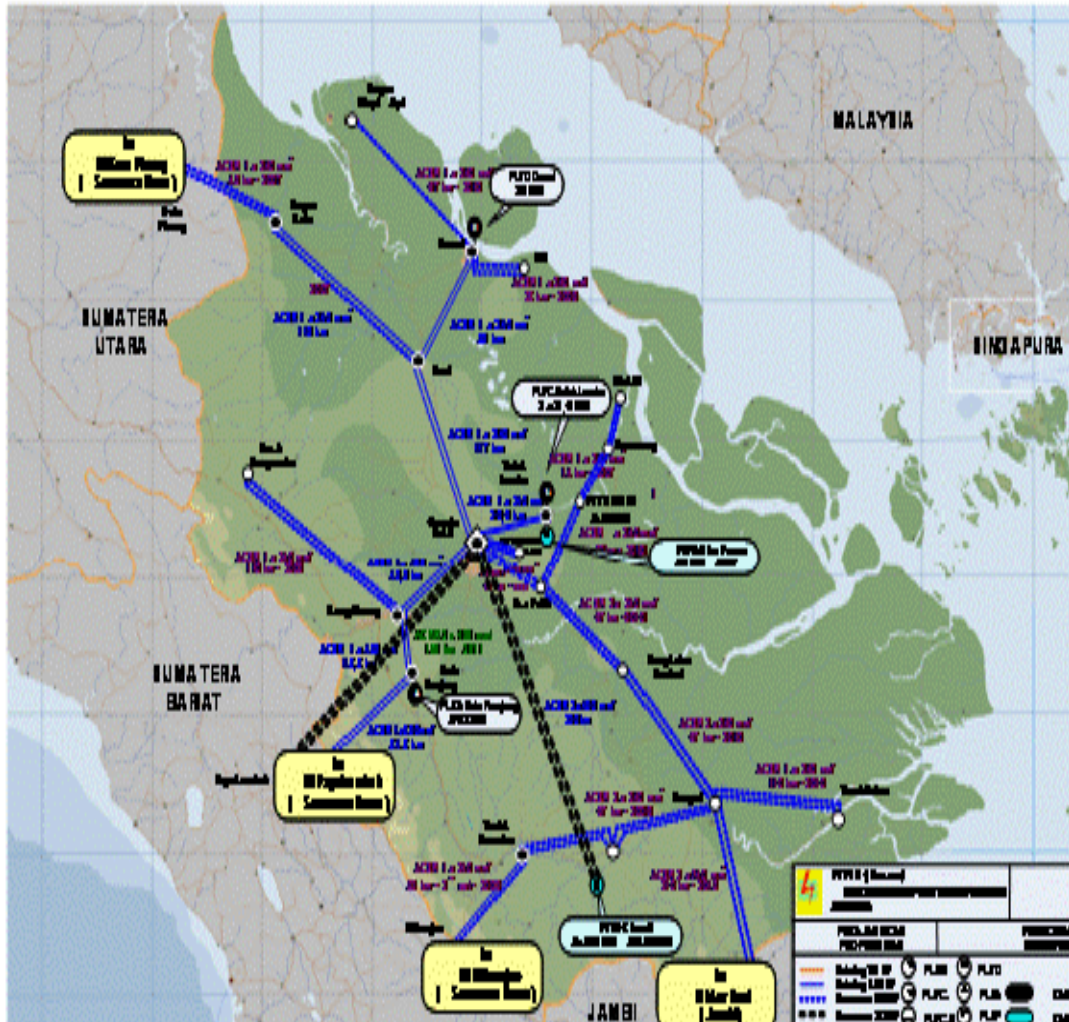
Kekurangan pasokan daya untuk memenuhi kebutuhan sistem Riau (sebesar lebih dari 114 MW) diperoleh dari transfer energi dari sistem interkoneksi Sumatera Bagian Selatan Tengah maupun sistem interkoneksi Sumatera Bagian Utara.

Secara keseluruhan sistem Sumbagselteng mempunyai kebutuhan beban sebesar 1.626 MW yang dilayani oleh pembangkit dengan kapasitas daya mampu sebesar 1.874 MW. Dari total kapasitas pembangkit sebesar 1.874 MW tersebut, sebesar 656 MW atau 35 % berasal dari PLTA dan 1.218 MW atau 65% berasal dari pembangkit thermal (PLTU, PLTG dan PLTD).

Sistem Sumbagselteng sering mengalami defisit pasokan akibat variasi musim hujan yang berdampak pada menurunnya kemampuan pasok dari PLTA. Defisit yang terjadi juga terkait dengan pemeliharaan unit pembangkit yang terjadwal, atau saat terjadi gangguan unit pembangkit.

Mengingat faktor dominan yang menyebabkan keterbatasan pasokan tersebut adalah kekurangan pasokan air ke PLTA, maka kondisi defisit pasokan terjadi pada musim kemarau, dengan waktu tidak hanya pada saat waktu beban puncak (WBP) tetapi

juga pada saat luar WBP. Peta kelistrikan sistem interkoneksi di provinsi Riau diperlihatkan pada Gambar-1.



Gambar-1. Sistem Kelistrikan Interkoneksi 150 kV di Provinsi Riau

Daftar pembangkit terpasang yang memasok ke sistem interkoneksi 150 kV ditunjukkan pada Tabel-1.1.

Tabel-1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Provinsi Riau

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTA Koto Panjang	PLTA	Air	PLN	114
2	PLTG Teluk Lembu	PLTG	Gas Alam	PLN	43.1
3	PLTD Teluk Lembu	PLTD	HSD	PLN	7.5
4	PLTDDumai/Bg Besar	PLTD	HSD	PLN	12.5
5	PLTG Riau Power	PLTG	Gas Alam	PTRiau- Power	20
Jumlah					197.2

Sistem Isolated

Sistem isolated di provinsi Riau tersebar di kabupaten Indragiri Hulu, Indragiri Hilir di wilayah kerja PLN Cabang Rengat dan sebagian di kabupaten Bengkalis dan Meranti di wilayah kerja PLN Cabang Dumai. Seluruh sistem isolated tersebut dipasok oleh PLTD berbahan bakar minyak. Di wilayah kerja PLN Cabang Pekanbaru jumlah PLTD relatif sedikit.

Jumlah pasokan energi untuk seluruh sistem isolated di provinsi Riau terdiri dari pembangkit PLTD tersebar dengan total kapasitas terpasang sebesar 83.2 MW dan daya mampu 44.3 MW.

Sebagaimana diuraikan sebelumnya, sebagian besar sistem isolated sedang mengalami krisis. Upaya jangka pendek yang dilakukan PLN adalah sewa diesel yang dimaksudkan hanya untuk memenuhi kewajiban *obligation to supply*, bukan untuk memenuhi pertumbuhan pemasaran.

Tabel-1.2 Kondisi Pembangkit Isolated di Provinsi Riau

UNIT	Jumlah (unit)	DAYA		Beban Puncak (MW)
		Terpasang (MW)	Mampu (MW)	
MESIN SENDIRI				
1. Cab. Pekanbaru	42	7,645	4,585	4,509
2. Cab. Dumai	80	37,010	21,579	16,103
3. Cab. Rengat	115	38,556	18,098	17,095
JUMLAH	237	83.211	44.262	37.707
MESIN PEMDA				
1. Cab. Pekanbaru	7	2,500	1,539	1,834
2. Cab. Dumai	23	31,966	12,330	12,532

UNIT	Jumlah (unit)	DAYA		Beban Puncak (MW)
		Terpasang (MW)	Mampu (MW)	
3. Cab. Rengat	13	7,320	4,230	4,520
JUMLAH	33	41,786	18,699	18.886
MESIN SEWA				
1. Cab. Pekanbaru	3	1,200	1,050	1,201
2. Cab. Dumai	2	2,400	2,030	2,055
3. Cab. Rengat	2	2,000	0	2,000
JUMLAH	10	5,600	3,080	5,256

Kondisi krisis kelistrikan pada sistem isolated disebabkan oleh hal-hal berikut :

- Sistem isolated yang dipasok PLTD: keterbatasan daya mampu mesin pembangkit karena usia mesin yang sudah tua dan sering mengalami gangguan. Meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik alami (bahkan tanpa pennyambungan baru) juga memperberat kondisi.
- Sistem isolated yang dipasok dari sistem 20 kV: sistem 20 kV (dan grid 150 kV secara umum) juga sedang mengalami krisis, sehingga daya yang disalurkan kurang dari kebutuhan.
- Sistem isolated yang dipasok dari excess power : kontrak jual beli telah melebihi dari kesepakatan perjanjian jual beli.

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Ekonomi Riau dan Kepulauan Riau tumbuh cukup pesat yaitu sekitar 5.65% pada tahun 2008 (termasuk migas) dan kondisi ini diperkirakan masih akan terus meningkat dalam beberapa tahun ke depan seiring dengan kebijakan otonomi daerah, dimana percepatan pembangunan ekonomi lebih diarahkan pada upaya pemerataan dengan memberikan kesempatan yang lebih besar kepada golongan masyarakat menengah kebawah. Target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian Pemerintah Daerah dengan memberikan kemudahan kepada investor untuk menanamkan modalnya di Riau. Semua rencana tersebut akan dapat dicapai apabila ada dukungan ketersediaan tenaga listrik di provinsi Riau.

Perekonomian provinsi Riau diperkirakan akan makin meningkat, ditandai oleh adanya rencana pembangunan kawasan-kawasan industri pada beberapa kabupaten

yang telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), seperti Kawasan Industri Khusus Dumai, Kawasan Buton di kabupaten Siak Indrapuri, Kawasan Kuala Enok kabupaten Indragiri Hilir dan Kawasan Industri Tenayan di Pekanbaru.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata 5,65% per tahun dan tidak dipengaruhi oleh gejolak yang bersifat jangka pendek seperti krisis finansial global.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 2,28 % pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 7,06% pada tahun 2010 dan pada tahun 2019 dengan target 7,81%.
- ✓ Rasio elektrifikasi pada tahun 2019 mencapai 87,7 %.
- ✓ Elastisitas (rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi) rata-rata sebesar 1,24.

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Riau 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan menggunakan sebuah model *demand forecast*. Hasil proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 dapat dilihat pada Tabel-2.1:

Tabel-2.1, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	2053.8	2219.3	382.7	646064.7
2011	2247.3	2424.0	418.2	695482.8
2012	2488.6	2677.1	462.2	749377.5
2013	2780.7	2992.0	516.9	816935.5
2014	3170.4	3413.4	590.0	910246.0
2015	3609.9	3889.1	672.5	1016615.3
2016	4097.3	4416.2	763.7	1134043.2
2017	4604.8	4964.6	858.6	1252811.4
2018	5133.3	5535.2	957.2	1372843.4
2019	5649.6	6161.2	1065.4	1485482.8
Growth (%)	12.1	11.8	11.8	8.9

Produksi energi tumbuh hingga 11.8% yang seiring dengan pertumbuhan energi jual, beban puncak dan jumlah pelanggan. Apabila jumlah kapasitas pembangkit yang tersedia mencukupi, pertumbuhan listrik di provinsi Riau dapat lebih tinggi lagi, karena seiring dengan perkembangan yang sangat pesat pada setiap kabupaten dan adanya rencana perkembangan wilayah menjadi kawasan industri di Dumai, Buton, Kuala Enok dan Tenayan-Pekanbaru.

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan pembangkit pada sistem isolated dan sistem interkoneksi 150 kV serta pengembangan jaringan transmisi dan distribusi untuk menjangkau pelanggan.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di provinsi Riau untuk membangkitkan energi listrik terbatas pada sumber-sumber gas alam pada lapangan gas Seng, Segat di kabupaten Pelalawan, lapangan gas Bento dan lapangan gas “Baru” di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT Kalila yang sebagian produksi gasnya dialokasikan untuk PLTG Teluk Lembu Pekanbaru dan saat ini juga sedang dalam pelaksanaan proyek instalasi pipa dari lapangan gas Seng menuju lapangan “Baru” dengan panjang 50 km, yang direncanakan dapat meningkatkan alokasi kapasitas gas hingga menjadi 30 mmscfd.

Disamping itu potensi batubara juga banyak terdapat di provinsi Riau. Potensi batubara di provinsi Riau tersebar di kabupaten Indragiri Hulu, kabupaten Kuantan Singingi dengan cadangan 1.546.599.267 metrik ton.

Potensi PLTA skala besar terdapat di kabupaten Kampar dan kabupaten Kuantan Singingi. Menurut *pre-feasibility study* oleh konsultan Tokyo Electric Power Service CO LTD di Kabupaten Kuantan Singingi dan Sungai Kampar Kiri, kedua lokasi tersebut mempunyai potensi yang cukup besar untuk dikembangkan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel-3.1.

Tabel-3.1, Potensi Sumber Daya Air Provinsi Riau

No	Lokasi	Type	Potensi (MW)	Kondisi Saat Ini
I	PLTA			
1	KUANTAN KAB. KUANTAN SINGINGI, PROV RIAU PLN CAB RENGAT	Reservoir Type Series Kuantan Series Upper Kuantan Series Lower Reservoir Type Single Kuantan Single	115 372 350	Pada Juli 1983 sudah pernah dilakukan Pre Feasibility- Study oleh Tokyo Electric Power Service CO LTD, Consling Engineres Tokyo Japan (TEPSCO).
2	KAMPAR KAMPAR KIRI-1 KAMPAR KIRI-2 KAB. KAMPAR, PROV RIAU PLN CAB PEKANBARU	Reservoir Type Single Kampar Kiri Single -1 Kampar Kiri Single -2	131 40	Sudah dilakukan Pre Feasibility Study oleh Japan International Cooperation Agency(JICA).

Namun perlu dilakukan studi ulang karena saat ini kondisi lingkungan sudah banyak berubah dan dapat mempengaruhi potensi debit air.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Interkoneksi 150 kV dan sistem isolated dan pengembangan jaringan transmisi 150 kV yang memasok sistem Riau. Pembangkit yang direncanakan akan dibangun di provinsi Riau berkapasitas sekitar 913 MW seperti ditampilkan pada Tabel-3.2.

Tabel-3.2. Pengembangan Pembangkit di Provinsi Riau

NO	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Kapasitas MW	Tahun Operasi
1	Sel. Panjang (rencana)	PLTD	PLN	Rencana	5,0	2014
2	Sel. Panjang (rencana)	PLTD	PLN	Rencana	5,0	2015
3	Bengkalis	PLTD	PLN	Rencana	4,0	2016
4	Bengkalis	PLTD	PLN	Rencana	4,0	2017
5	Kuala Enok (Loan Belgia)	PLTD	PLN	Rencana	2,4	2012
6	Kuala Enok	PLTD	PLN	Rencana	2,4	2014
7	Bengkalis (FTP1)	PLTU	PLN	On Going	10,0	2011
8	Bengkalis (FTP1)	PLTU	PLN	On Going	10,0	2011
9	Sel. Panjang (FTP1)	PLTU	PLN	On Going	7,0	2011
10	Sel. Panjang (FTP1)	PLTU	PLN	On Going	7,0	2011
11	Tembilahan	PLTU	PLN	Rencana	7,0	2012
12	Tembilahan	PLTU	PLN	Rencana	7,0	2012
13	Riau (FTP1)	PLTU	PLN	Rencana	100,0	2012
14	Riau (FTP1)	PLTU	PLN	Rencana	100,0	2013
15	Rengat	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	7,0	2013
16	Rengat	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	7,0	2013
17	Tembilahan	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	7,0	2013
18	Tembilahan	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	7,0	2013
19	Riau Mulut Tambang	PLTU	Swasta	Rencana	300,0	2016
20	Riau Mulut Tambang	PLTU	Swasta	Rencana	300,0	2017
Total					898,8	

Rencana pembangunan pembangkit pada tabel tersebut merupakan upaya memenuhi kebutuhan energi listrik, dan harus diupayakan dapat terlaksana sesuai jadwal.

Salah satu PLTU skala menengah yang direncanakan adalah PLTU Riau 2x100 MW di kawasan industri Tenayan Kota Pekanbaru dan diharapkan beroperasi tahun 2012. Selain itu PLN akan mengundang pihak swasta untuk membangun PLTU 2x300 MW di mulut tambang untuk beroperasi pada tahun 2014 – 2015. Dengan adanya proyek-proyek tersebut diharapkan kebutuhan energi listrik di provinsi Riau akan terpenuhi pada tahun 2015 dan rasio elektrifikasi akan dapat ditingkatkan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Guna menyalurkan energi listrik yang berasal dari pembangkit yang masuk ke sistem interkoneksi 150 kV, hingga tahun 2019 diperlukan pengembangan 59 buah GI 150 kV seperti diperlihatkan pada Tabel-3.3.

Tabel-3.3. Pengembangan Gardu Induk di Provinsi Riau

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	Kap	Biaya (M USD)	COD
1	Garuda Sakti	150/20 kV	60	2.10	2010
2	Bagan Batu	150/20 kV	20	1.15	2010
3	Pasir Pangarayan	150/20 kV	20	1.15	2011
4	Bangkinang Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011
5	Rengat	150/20 kV	30	2.62	2011
6	Teluk Kuantan Ext LB	150/20 kV	3 LB	1.85	2011
7	Pasir Putih	150/20 kV	60	4.00	2012
8	Garuda Sakti Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012
9	New Garuda Sakti	150/20 kV	60	3.34	2012
10	Bangkinang	150/20 kV	30	1.39	2012
11	Tenayan	150/20 kV	30	2.62	2012
12	Tembilahan	150/20 kV	30	2.62	2012
13	Rengat Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012
14	Bagan Siapiapi	150/20 kV	20	2.38	2012
15	Dumai Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012
16	Duri	150/20 kV	30	1.39	2013
17	Dumai	150/20 kV	30	1.39	2013
18	Teluk Kuantan	150/20 kV	30	1.39	2013
19	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	30	2.62	2013
20	Pasir Putih Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2013
21	Rengat	150/20 kV	30	1.39	2014
22	Perawang	150/20 kV	30	2.62	2014
23	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	30	2.62	2014
24	Tenayan Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2014
25	Tenayan Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2014
26	Pasir Pangarayan	150/20 kV	30	1.39	2015
27	Duri	150/20 kV	60	2.10	2016
28	Pasir Putih	150/20 kV	60	2.10	2016
29	Bagan Batu	150/20 kV	30	1.39	2016
30	KID Dumai	150/20 kV	30	2.62	2016
31	Dumai Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2016
32	Tenayan	150/20 kV	30	1.39	2017
33	Dumai	150/20 kV	60	2.10	2018
34	Teluk Kuantan	150/20 kV	30	1.39	2018
35	Tembilahan	150/20 kV	30	1.39	2018
36	Bagan Siapi-api	150/20 kV	20	1.15	2018
37	Kandis	150/20 kV	30	2.62	2018
38	Bangkinang	150/20 kV	60	2.10	2019
39	New Garuda Sakti	150/20 kV	30	1.39	2019
40	New Garuda Sakti	275/150 kV	500	26.54	2012
41	Rengat	275/150 kV	500	26.81	2015
42	New Garuda Sakti	500/275 kV	1000	36.22	2018
43	Garuda Sakti HVDC Stasion Converter	250 kV DC	600	72.92	2015
		jumlah	3670	234.08	

Pada tabel-3.3 dapat dilihat adanya rencana pembangunan GI dengan tegangan ekstra tinggi 275 kV dan 500 kV, serta konverter transmisi HVDC 250 kVDC yang merupakan bagian dari link interkoneksi Sumatra - Malaysia.

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV di provinsi Riau direncanakan sepanjang 4.054 kms hingga tahun 2019 dengan kebutuhan dana UD\$ 539 juta seperti ditampilkan dalam Tabel-3.4.

**Tabel-3.4. Pembangunan SUTT 150 kV, 275 kV, 500 kV dan
Transmisi HVDC \pm 250 kV**

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	COD	Biaya (M USD)
1	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 1 HAWK	194	2011	10.7
2	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	220	2011	12.2
3	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 HAWK	134	2012	7.4
4	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	220	2012	12.2
5	Garuda Sakti	New Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	2012	4.9
6	New Garuda Sakti	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 HAWK	50	2012	3.8
7	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 HAWK	150	2013	11.4
8	Tenayan / PLTU Riau	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2014	2.2
9	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	50	2014	2.8
10	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	2014	3.1
11	Dumai	KID Dumai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	56	2016	3.1
12	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 HAWK	220	2015	16.8
13	Kandis	Incomer (G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	10	2018	0.6
14	Payakumbuh	New Garuda Sakti	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2012	67.5
15	Rengat	New Garuda Sakti	275 kV	2 cct, 4 Dove	440	2015	136.0
16	Rengat	Cirenti (PLTU Riau MT)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	110	2016	24.8
17	New Garuda Sakti	Rantau Prapat	500 kV	2 cct, 4 Dove	670	2018	207.0
18	P. Rupert Selatan	Sumatra	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	10	2015	9.8
19	Sumatera	Garuda Sakti	250 kV DC	2 cct 2 Falcon	340	2015	14.9
			jumlah		3304		551.2

Dapat dilihat pada tabel-3.4 akan dibangun transmisi bertegangan 500 kV yang cukup panjang di provinsi Riau pada tahun 2018. Transmisi ini merupakan tulang punggung interkoneksi Sumatra yang berkapasitas jauh lebih besar dari pada sistem transmisi 275 kV untuk meningkatkan keandalan dan keekonomian sistem kelistrikan Sumatra. Pada tahap awal akan dibangun transmisi 500 kV dari Aur Duri - Rengat – New Garuda Sakti – Rantau Parapat dengan jenis konduktor 4 Dove.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 729 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 73 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6,502 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 7,818 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 819 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.5.

Tabel-3.5. Pengembangan Distribusi Propinsi Riau

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	391.9	451.7	47.3	45,716
2011	408.4	493.3	51.7	49,187
2012	446.6	539.2	56.5	53,028
2013	493.9	596.2	62.5	57,892
2014	579.9	699.3	73.3	66,798
2015	657.4	792.5	83.0	74,851
2016	744.2	896.9	94.0	83,877
2017	834.2	1,005.3	105.3	90,643
2018	927.5	1,117.7	117.1	99,859
2019	1,018.4	1,227.0	128.5	106,987
2010-2019	6,502.3	7,818.9	819.1	728,838

A5.4. SISTEM DISTRIBUSI PULAU RUPAT

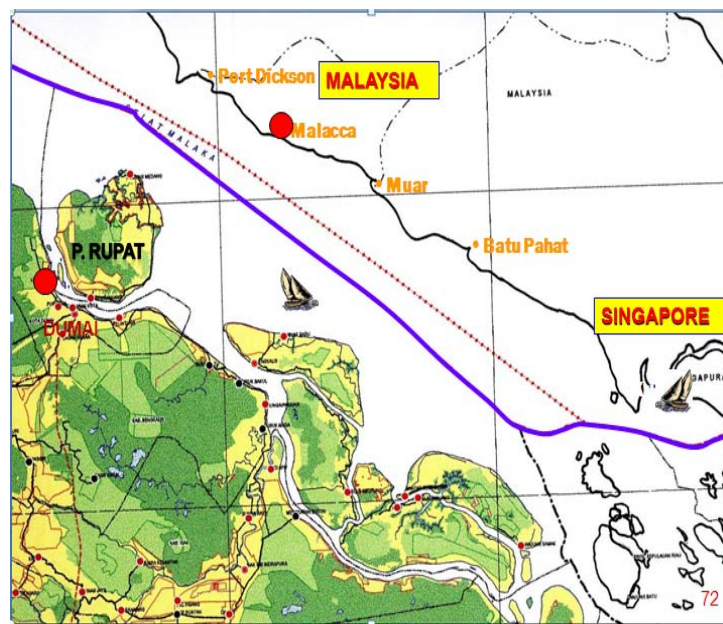
Profil Pulau Rupat

Pulau Rupat di kabupaten Bengkalis, provinsi Riau, memiliki luas 1.500 km² dan dihuni sekitar 30.000 jiwa, dengan distribusi penduduk di Rupat dan Rupat Utara. Penduduk di Rupat Utara lebih banyak dibandingkan di Rupat.

Secara geografis pulau Rupat sangat dekat dengan Malaka dan Port Dickson Malaysia. Pulau Rupat apat menjadi tujuan wisata yang akan sangat diminati, karena pulau ini sangat indah, mempunyai bentangan pantai pasir putih hingga 17 kilometer. Pengembangan pulau Rupat juga diharapkan dapat menjadi perangsang aktivitas ekonomi dan bisnis di Riau yang mencanangkan dirinya sebagai pusat pertumbuhan ekonomi, seni dan budaya Melayu. Secara geografis letaknya tepat menghadap Selat Malaka, hanya dipisahkan oleh selat sempit pantai Kota Dumai yang telah dirancang

sebagai pelabuhan distribusi barang dan jasa untuk Riau daratan dan Pulau Sumatera.

Pulau ini dapat dijangkau dari Pekanbaru, Dumai atau Bengkalis. Jalur utama pengangkutan dari dan ke pulau ini adalah melalui laut dan telah direncanakan pembangunan jembatan sepanjang 8 km dari kota Dumai menuju pulau Rupert. Peta Pulau Rupert ditampilkan pada gambar-2.



Gambar-2. Peta Pulau Rupert Provinsi Riau

Pengembangan Sistem Distribusi Pulau Rupert

Saat ini listrik di pulau Rupert dipasok dari 5 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang 3.600 kW namun mempunyai daya mampu hanya 1.195 kW dengan beban puncak 841 kW. Sistem distribusi listrik berupa JTM sepanjang 69 kms, JTR 92 kms, gardu distribusi 36 unit, 878 kVA.

Pelanggan di pulau Rupert terdiri dari 60 pelanggan sosial (49,9 kVA), 2,132 pelanggan residensial (1.693.3 kVA), 18 pelanggan bisnis (30,9 kVA), dan 12 pelanggan publik (14,4 kVA).

Rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Rupert adalah menginter-koneksikan kelima sub-sistem tersebut sehingga akan meningkatkan keandalan dan kinerja pembangkit secara keseluruhan.

A5.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-5.1.

Tabel-5.1. Ringkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	2.053,8	2.219,3	382,7		80		24,7
2011	2.247,3	2.424,0	418,2	34,0	50	414	108,9
2012	2.488,6	2.677,1	462,2	116,4	730	704	362,9
2013	2.780,7	2.992,0	516,9	128,0	120	150	286,7
2014	3.170,4	3.413,4	590,0	7,4	90	130	73,7
2015	3.609,9	3.889,1	672,5	5,0	1.130	1.010	337,0
2016	4.097,3	4.416,2	763,7	304,0	180	166	502,0
2017	4.604,8	4.964,6	858,6	304,0	30		468,1
2018	5.133,3	5.535,2	957,2		1.170	680	301,6
2019	5.649,6	6.161,2	1.065,4		90		76,9
Jumlah	35.835,5	38.692,1	6.687,4	898,8	3.670	3.254	2.542,4

LAMPIRAN A.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN RIAU (*tanpa BATAM*)

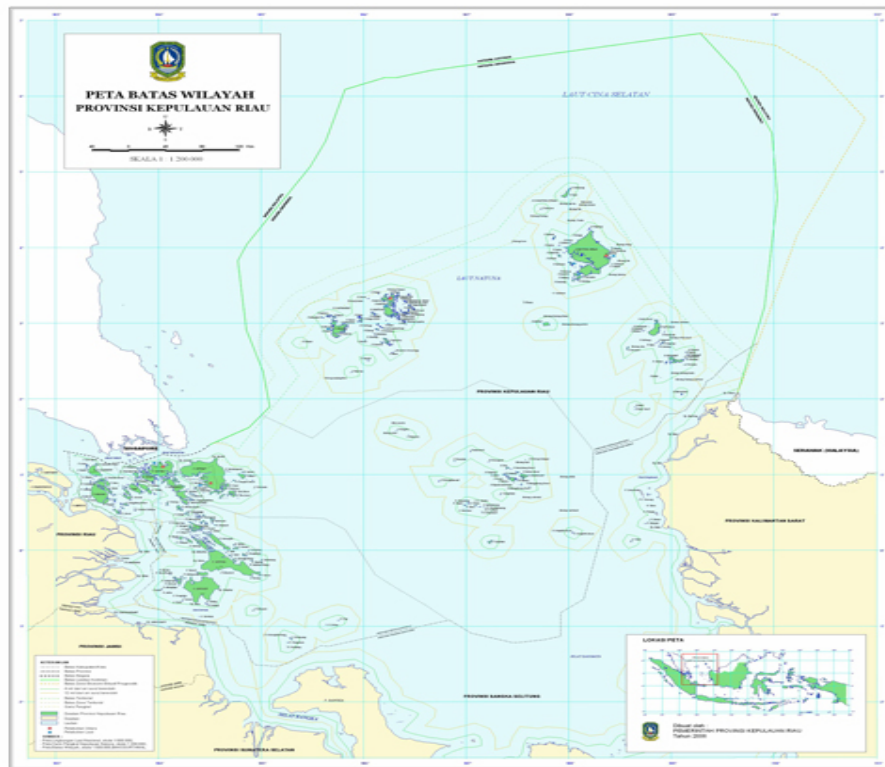
A6.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Kepulauan Riau yang letak geografisnya sangat strategis karena berada pada pintu masuk Selat Malaka dari sebelah Timur juga berbatasan dengan pusat bisnis dan keuangan di Asia Pasifik yakni Singapura. Disamping itu Provinsi ini juga berbatasan langsung dengan Malaysia.

Provinsi Kepulauan Riau terbentuk berdasarkan Undang-undang Nomor 25 tahun 2002 merupakan Provinsi ke-32 yang mencakup Kota Tanjungpinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Lingga. Secara keseluruhan Wilayah Kepulauan Riau terdiri dari 4 Kabupaten dan 2 Kota, 42 Kecamatan dan 256 Kelurahan/Desa dengan jumlah 2.408 pulau besar dan kecil dimana 40% belum bernama dan berpenduduk. Luas wilayah provinsi Kepri 252.601 km², di mana 95% - nya merupakan lautan dan hanya 5% merupakan wilayah darat, dengan batas wilayah sebagai berikut:

- ✚ Utara dengan Vietnam dan Kamboja
- ✚ Selatan dengan Provinsi Kepulauan Bangka Belitung dan Jambi
- ✚ Barat dengan Singapura, Malaysia, dan Provinsi Riau
- ✚ Timur dengan Malaysia, Brunei, dan Provinsi Kalimantan Barat

Dengan letak geografis yang strategis, yaitu berada diantara Laut Cina Selatan, Selat Malaka dengan Selat Karimata, serta didukung potensi alam yang sangat potensial, provinsi Kepulauan Riau dimungkinkan untuk menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi bagi Republik Indonesia dimasa depan. Apalagi saat ini pada beberapa daerah di Kepulauan Riau (Batam, Bintan, dan Karimun) tengah diupayakan sebagai pilot project pengembangan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) melalui kerjasama dengan Pemerintah Singapura.



Gambar-1. Wilayah Propinsi Kepulauan Riau

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun, merupakan bentuk kerjasama yang erat antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah, dan partisipasi dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan, yang didukung baik fasilitas pelayanan prima maupun kapasitas prasarana yang berdaya saing internasional. Setiap pelaku usaha yang berlokasi di dalamnya, akan memperoleh pelayanan dan fasilitas yang mutunya dapat bersaing dengan praktik-praktik terbaik dari kawasan sejenis di Asia-Pasifik.

Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang kontinu dan andal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau.

Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok melalui system Tanjung Pinang yang melayani 3 daerah administrasi, yaitu Provinsi Kepulauan Riau oleh Gubernur, Kotamadya Tanjung Pinang oleh walikota Tanjung Pinang serta kabupaten oleh Bupati.

Sistem Tanjung Pinang merupakan sistem kelistrikan isolated 20 kV yang dipasok dari pembangkit PLTD Air Raja dan PLTD Sukaberenang.

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan kelistrikan di Sistem Tanjung Pinang yang melampaui kapasitas pembangkit yang ada saat ini telah menyebabkan beban puncak lebih tinggi dari daya mampu, sehingga terjadi pemadaman bergilir. Pertambahan pelanggan tidak dilakukan sehingga banyak pelanggan yang melakukan penyambungan kepada tetangganya sehingga menambah banyaknya pemadaman.

Pada sistem *isolated*, jumlah pasokan energi untuk keseluruhan sistem *isolated* di *Provinsi Kepulauan Riau* diperoleh dari 142 unit pembangkit kecil tersebar dengan total kapasitas terpasang sebesar 90,668 MW dan daya mampu 65.46 MW.

Tabel-1.1, Kondisi Pembangkit Isolated

Pemilik	Jumlah (Unit)	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
PLN	136	80,868	55,304	53,373
Pemda	5	0.800	0.600	0,735
Sewa	3	9,000	10,000	11,350

Sebagain *besar* kondisi kelistrikan pada sistem isolated mengalami krisis kelistrikan dan ini telah berlangsung beberapa tahun terakhir. Kondisi krisis kelistrikan (defisit pasokan) pada sistem isolated pada umumnya disebabkan oleh keterbatasan jumlah daya mampu mesin pembangkit, baik karena gangguan mesin pembangkit maupun meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik alami.

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Ekonomi Riau dan Kepulauan Riau telah mengalami pertumbuhan cukup pesat yaitu sekitar 5.65% pada tahun 2008 (termasuk migas) dan selalu mengalami kenaikan selama beberapa tahun kedepan. Kondisi ini diperkirakan masih akan terus berlanjut dalam beberapa tahun kedepan seiring dengan era otonomi daerah, dimana percepatan pembangunan ekonomi lebih diarahkan pada upaya pemerataan dengan

memberikan kesempatan yang lebih besar kepada golongan masyarakat menengah kebawah. Namun demikian, target pertumbuhan ekonomi yang tinggi masih tetap menjadi perhatian Pemerintah Daerah dengan memberikan kemudahan kepada investor untuk menanamkan modalnya di Kepulauan Riau. Semua rencana tersebut akan bisa dicapai apabila dukungan ketersediaan tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Riau bisa dipenuhi.

Provinsi Kepulauan Riau dalam perekonomian diperkirakan makin meningkat, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri dan pada beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 5,65% per tahun dan tidak dipengaruhi oleh gejolak yang bersifat jangka pendek seperti krisis finansial global.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 3,03 % pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 6,78% pada tahun 2010 dan pada tahun 2019 dengan target 6.81 %
- ✓ Rasio elektrifikasi akan mencapai pada tahun 2019 baru mencapai 92,32 %
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,24

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 seperti pada tabel-2.1.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	465.0	502.6	87.4	130785.4
2011	503.5	547.3	93.7	139799.6
2012	545.0	595.1	100.4	149568.8
2013	594.8	650.5	108.1	161704.5
2014	660.6	723.8	118.6	178348.2
2015	737.5	809.5	130.8	197409.9
2016	821.8	903.5	143.9	218227.0
2017	906.3	997.8	156.8	238877.6
2018	989.8	1091.2	169.1	259288.3
2019	1067.0	1191.0	182.1	277918.6
Growth (%)	9.9	9.9	8.5	8.9

A6.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Provinsi Kepulauan Riau untuk membangkitkan energi listrik terbatas pada sumber-sumber gas alam di Pulau Natuna dengan kapasitas sebesar 55,3 TSCF dan air yang tersebar 4 lokasi dengan potensi sebesar 300 kW.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Interkoneksi 150 kV dan sistem Isolated. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel-3.1.

Tabel-3.1. Pengembangan Pembangkit di Provinsi Kepulauan Riau

No	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Tahun	Kapasitas
					Operasi	MW
1	Tj. Balai Karimum	PLTU	PLN	On Going	2010	7.0
2	Tanjung Batu	PLTD	PLN	Rencana	2011	3.0
3	Tj. Balai Karimum	PLTU	PLN	On Going	2011	7.0
4	Dabo Singkep	PLTU	PLN	Rencana	2012	3.0
5	Dabo Singkep	PLTU	PLN	Rencana	2012	3.0
6	Natuna	PLTU	PLN	Rencana	2012	7.0
7	Natuna	PLTU	PLN	Rencana	2012	7.0
8	Tanjung Batu	PLTU	Swasta	Rencana	2012	4.0
9	Tanjung Batu	PLTU	Swasta	Rencana	2012	4.0
10	Tanjung Pinang I	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	2013	10.8
11	Tanjung Pinang I	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	2013	10.8
12	Tj. Balai Karimum	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	2013	6.0
13	Tj. Balai Karimum	PLTU	Swasta	PPA Terkendala	2013	6.0
14	Dabo Singkep	PLTD	PLN	Rencana	2014	2.0
15	Tj. Balai Karimun II	PLTU	Swasta	Rencana	2014	10.0
16	Tj. Balai Karimun II	PLTU	Swasta	Rencana	2014	10.0
17	Tanjung Pinang II (FTP2)	PLTU	Swasta	Rencana	2014	15.0
18	Tanjung Pinang II (FTP2)	PLTU	Swasta	Rencana	2014	15.0
19	Tanjung Batu	PLTD	PLN	Rencana	2017	3.0
20	Tj. Balai Karimun	PLTD	PLN	Rencana	2018	4.0
21	Tj. Balai Karimun III	PLTU	Swasta	Rencana	2019	10.0

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)**Pengembangan GI**

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 150 kV di 5 lokasi seperti diperlihatkan pada Tabel-3.2

Tabel-3.2. Pengembangan Gardu Induk Baru di Provinsi Kepulauan Riau

No	Nama	Tegangan	COD	Sumber	Kap. MVA	Dana M USD
				Dana		
1	Tanjung Pinang / Air Raja	150/20 kV	2014	Unallocated	60	3.34
2	Sri Bintan / Tj Uban	150/20 kV	2014	Unallocated	30	2.62
3	Dompak	150/20 kV	2017	Unallocated	30	2.62
Jumlah					120	8.58

Selain itu diperlukan juga extension banyak GI eksisting dengan menambah unit trafo 150/20 kV hingga tambahan kapasitas seluruhnya mencapai 90 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 3.49 juta sebagaimana diperlihatkan pada tabel-3.3

**Tabel-3.3. Pengembangan Extension Gardu Induk
di Provinsi Kepulauan Riau**

No	Nama	Tegangan	COD	Sumber Dana	Kap. MVA	Dana M USD
1	Tanjung Pinang / Air Raja	150/20 kV	2019	Unlocated	60	2.10
2	Sri Bintan / Tj Uban	150/20 kV	2020	Unlocated	30	1.39
Jumlah					90	3.49

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan Saluran Udara Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV sepanjang 330 kms dengan kebutuhan dana sekitar 71,9 juta seperti ditampilkan dalam Tabel-3.4

Tabel-3.4. Pembanguan SUTT 150-250 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Tanjung Kasang	Tanjung Sauh	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm ²	6	2.4	2014
2	Tanjung Sauh	Pulau Ngenang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	10	0.6	2014
3	Pulau Ngenang	Tanjung Taluk	150 kV	2 cct, 3 x 300 mm ²	12	4.8	2014
4	Tanjung Taluk	Tanjung Uban / Sri Bintan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2014
5	Tanjung Uban / Sri Bintan	Tanjung Pinang / Air Raja	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	3.9	2014
6	Tanjung Pinang / Air Raja	Dompak	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2017
7	Border	Pulau Rupert	250 kV DC	2 Cable MI with IRC	52	51.0	2015
8	Pulau Rupert Utara	Pulau Rupert Selatan	250 kV DC	2 Falcon	60	2.6	2015
Jumlah					330	71.9	

Dengan selesainya pembangunan GI & SUTT tersebut di atas, maka akan meningkatkan keandalan pasokan system kelistrikan Kepulauan Riau.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 149,628 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 14.962

pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1,507 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 1.784 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 187 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.5 berikut.

Tabel-3.5. Pengembangan Sistem Distribusi di Provinsi Kepulauan Riau

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	90.8	103.1	10.8	9,385
2011	94.6	112.6	11.8	10,098
2012	103.5	123.0	12.9	10,886
2013	114.5	136.0	14.3	11,885
2014	134.4	159.6	16.7	13,713
2015	152.3	180.8	18.9	15,367
2016	172.4	204.7	21.4	17,220
2017	193.3	229.4	24.0	18,609
2018	214.9	255.0	26.7	20,501
2019	236.0	280.0	29.3	21,964
2010-2019	1,506.8	1,784.1	186.9	149,628

A6.4. SISTEM DISTRIBUSI KE NATUNA

Profil Natuna

Kabupaten Natuna, adalah salah satu kabupaten di Provinsi Kepulauan Riau, Indonesia. Natuna terletak paling utara Indonesia. Di sebelah utara, Natuna berbatasan dengan Vietnam dan Kamboja, di selatan berbatasan dengan Sumatera Selatan dan Jambi, di bagian barat dengan Singapura, Malaysia, Riau, dan di bagian timur dengan Malaysia Timur dan Kalimantan Barat seperti terlihat pada gambar-2.



Gambar-2. Peta Pulau Natuna – Kepulauan Riau

Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil Minyak dan Gas. Cadangan minyak bumi Natuna diperkirakan mencapai 14.386.470 barel, sedangkan gas bumi 112.356.680 barel.

Topografi

Kabupaten Natuna merupakan tanah berbukit dan bergunung batu. Dataran rendah dan landai banyak ditemukan di pinggir pantai. Ketinggian wilayah antara kecamatan cukup beragam, yaitu berkisar antara 3 sampai dengan 959 meter dari permukaan laut dengan kemiringan antara 2 sampai 5 meter. Pada umumnya struktur tanah terdiri dari tanah podsolik merah kuning dari batuan yang tanah dasarnya mempunyai bahan granit, dan alluvial serta tanah organosol dan gley humus.

Penduduk

Penduduk Kabupaten Natuna tahun 2005 berjumlah 93.644 jiwa, dengan laju pertumbuhan per tahun 4,29 persen. Selanjutnya jumlah rumah tangga pada akhir tahun 2005 berjumlah 23.785 dengan jumlah penduduk 93.644 jiwa yang terdiri dari 47.945 jiwa penduduk laki-laki dan 45.699 jiwa penduduk perempuan. Kepadatan penduduk per-km menurut kecamatan menunjukkan bahwa Kecamatan Serasan menempati urutan tertinggi yaitu 124,10 jiwa per km², diikuti oleh Kecamatan Midai 123,97 jiwa per km².

Potensi

Selain letaknya yang strategis, kawasan Pulau Natuna dan sekitarnya pada hakikatnya dikaruniai serangkaian potensi sumber daya alam yang belum dikelola secara memadai atau ada yang belum sama sekali dikelola, yaitu sumber daya perikanan laut yang mencapai lebih dari 1 juta ton per tahun dengan total pemanfaatan hanya 36%, yang hanya sekitar 4,3% oleh Kabupaten Natuna. Pertanian & perkebunan seperti ubi-ubian, kelapa, karet, sawit & cengkeh. Objek wisata (pantai, pulau selam, gunung, air terjun, gua) dan ladang gas D-Alpha yang terletak 225 km di sebelah utara Pulau Natuna (di ZEEI) dengan total cadangan 222 trillion cubic feet (TCT) dan gas hidrokarbon yang bisa didapat sebesar 46 TCT merupakan salah satu sumber terbesar di Asia.

Pengembangan Sistem Distribusi Natuna

Kondisi kelistrikan saat ini di Pulau Natuna di supply dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 3.080 kW, daya mampu 2.845 kW dan Beban Puncak 2.355 kW.

Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57,4 kms dengan jumlah gardu 29 unit dan kapasitas terpasang 2,450 kVA.

Komposisi pelanggan di Pulau Natuna adalah 91 pelanggan / 160.2 kVA untuk kelompok Sosial, 2,535 pelanggan / 3,124.4 kVA untuk kelompok bisnis, 92 pelanggan / 583.13 kVA untuk kelompok Publik.

Adapun rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Natuna adalah rencana penambahan kapasitas pembangkit dengan membangun PLTU 2x7 MW yang rencananya beroperasi pada tahun 2012.

A6.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-5.1.

Tabel-5.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi M USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2009	414.3	461.6	80.2				
2010	465.0	502.6	87.4	7			4,5
2011	503.5	547.3	93.7	10			25,6
2012	545.0	595.1	100.4	28			66,9
2013	594.8	650.5	108.1	33.6			31,0
2014	660.6	723.8	118.6	52	90	158	29,6
2015	737.5	809.5	130.8			112	63,5
2016	821.8	903.5	143.9				
2017	906.3	997.8	156.8	3	30	60	27,2
2018	989.8	1091.2	169.1	4			14,5
2019	1067.0	1191.0	182.1	10	60		19,0
Jumlah				147.6	180	330	277,0

LAMPIRAN A.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

A7.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di PT PLN (Persero) Wilayah Bangka Belitung secara garis besar dapat dikelompokkan menjadi dua sistem kelistrikan yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang disuplai dari 4 (empat) PLTD milik PLN dan 1 (satu) IPP PLTU Biomassa, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba, PLTD Toboali, dan PLTU Listrindo (Biomassa). Pembangkit-pembangkit tersebut telah terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang disuplai dari 2 (dua) PLTD Milik PLN, yaitu: PLTD Pilang dan PLTD Manggar. Kedua PLTD tersebut di atas telah terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.

Sistem Kelistrikan 20 kV di Provinsi Kep. Bangka Belitung seperti ditunjukkan pada Gambar-1.



Gambar-1. Peta Jaringan SUTM di Provinsi Kep. Babel Saat Ini

Pada saat ini, sebagian besar pasokan listrik di Wilayah Bangka Belitung diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar minyak solar (HSD). Total kapasitas terpasang adalah sekitar 110,402 MW dengan daya mampu sebesar 89,9 MW, termasuk pembangkit rental sebesar 22,2 MW. **Tabel-1** berikut ini memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Wilayah Bangka Belitung.

Tabel- 1.1. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit Tahun 2009.

Pembangkit	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
<i>PLN Cabang Bangka</i>	64,5	57,4
PLTD Merawang	49,0	46,5
PLTU Listrindo (Biomassa, IPP)	2,5	2,5
PLTD Mentok	5,0	3,5
PLTD Toboali	4,5	3,2
PLTD Koba	2,7	1,6
PLTD Tanjung Labu	0,16	0,1
<i>PLN Cabang Tanjung Pandan</i>	25,4	18,5
PLTD Pilang	24,9	18,4
PLTD Padang		
PLTD Selat Nasik	0,4	0,1
PLTD Pulau Selu	0,1	0,04
GABUNGAN	89,9	75,9

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kapasitas Pembangkit listrik untuk sistem Bangka dan sistem Belitung dalam kondisi **"pas-pasan"**, dimana Beban Puncak hampir sama dengan Daya Mampu

Sistem. Sejak tahun 2002 sampai saat ini PT PLN (Persero) Wilayah Bangka Belitung sangat membatasi penambahan pelanggan baru dan penambahan daya.

Provinsi Kep. Bangka Belitung adalah merupakan provinsi pemekaran dari Provinsi Sumatera Selatan. Sebagai Provinsi baru maka sangat memerlukan banyak sarana prasarana untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program pemerintahan, antara lain pada tahun 2010 adalah Visit Archi Babel dan Babel Benderang. Salah satu sarana yang sangat diperlukan adalah ketersediaan energy listrik, sehingga sangat diharapkan adanya penambahan/pembangunan pembangkit baru yang bertujuan untuk:

- melayani pertumbuhan beban
- menggantikan mesin-mesin yang sudah tua
- meningkatkan keandalan sistem ketenagalistrikan
- meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 5,59% per tahun dan tidak dipengaruhi oleh gejolak yang bersifat jangka pendek seperti krisis finansial global.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,3% pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 7,77% pada tahun 2019
- ✓ Rasio elektrifikasi akan mencapai 100% pada tahun 2017
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 2,22

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Bangka Belitung 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, maka proyeksi kebutuhan listrik Bangka Belitung pada tahun 2010 – 2019 sebagaimana disajikan pada tabel-2.1.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	455	493	96	162.969
2011	520	563	110	177.076
2012	584	634	121	192.690
2013	651	707	133	212.222
2014	740	804	152	238.317
2015	844	917	173	268.474
2016	957	1.040	197	303.948
2017	1.076	1.168	222	363.462
2018	1.201	1.306	249	375.064
2019	1.324	1.458	279	386.609
Growth (%)	12.4	12.2	12.1	10.4

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Pengembangan sarana di Provinsi Bangka Belitung dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas dan BBM.

Provinsi Kep. Bangka Belitung memiliki potensi Energi Nuklir (Uranium) di beberapa pulau yang masih dalam penelitian oleh Pemerintah dan pihak terkait. Sehubungan hal tersebut Pemerintah Provinsi Kep. Bangka Belitung telah bekerja sama dengan BATAN untuk studi tapak. PLTN ini diharapkan dapat terealisasi 15 s/d 20 tahun kedepan.

Pengembangan Pembangkit

Rencana pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Bangka Belitung sampai dengan tahun 2019 adalah seperti ditampilkan pada Tabel-3.1 berikut.

Tabel-3.1 Pengembangan Pembangkit di Bangka Belitung

No.	Nama Proyek	Jenis	Lokasi	Pemilik	Status	Sumber dana	Tahun Operasi	Kapasitas MW
1	Relokasi Mesin Miirless dari Sukamerindu	PLTD	Bangka	PLN	Operation	APLN	2009	5
2	PLTD MFO	PLTD	Bangka	Sewa	On Going	APLN	2010	10
3	Relokasi Mesin Miirless dari Pulau Baai	PLTD	Bangka	PLN	On Going	APLN	2011	2.5
4	PLTD sewa HSD	PLTD	Bangka	Sewa	On Going	APLN	2010	16
5	PLTU Listrindo (Biomassa)	PLTU	Bangka	Swasta	PPA Tahunan	Listindo	2010	5
6	PLTU Air Anyir (Perpres)	PLTU	Bangka	PLN	On Going	APLN	2010/11	60
7	PLTU Mentok	PLTU	Bangka	PLN	Plan	APLN	2012	14
8	PLTU Toboali	PLTU	Bangka	IPP	Plan	Plan	2013	14
9	PLTU Bangka Baru II	PLTU	Bangka	Swasta	Plan	Plan	2013	14
10	PLTU Bangka Baru I (FTP 2)	PLTU	Bangka	Swasta	Plan	Plan	2014	60
11	PLTG Bangka Baru	PLTG	Bangka	PLN	Plan	Plan	2017	20
12	PLTU Bangka Baru III	PLTU	Bangka	Swasta	Plan	Plan	2018/19	60
13	PLTU Mempaya (Biomassa)	PLTU	Belitung	Swasta	Ongoing	Ongoing	2010	7
14	PLTD sewa HSD	PLTD	Belitung	Sewa	On Going	APLN	2010	5
15	PLTU Suge/Perpres	PLTU	Belitung	PLN	Ongoing	Ongoing	2011	33
16	PLTD HSD	PLTD	Belitung	PLN	Plan	Plan	2018/19	8
Jumlah								331

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 150 kV di 9 lokasi seperti diperlihatkan pada Tabel-3.2

Tabel-3.2 Pembangunan GI 150 kV di Bangka Belitung

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana M USD	Keterangan
1	Pangkal Pinang	APLN	2011	60	4,00	Baru
2	Sungai Liat	APLN	2011	30	2,62	Baru
3	Air Anyir	APLN	2011	30	2,62	Baru
4	Dukong	Unlocated	2011	30	2,62	Baru
5	Manggar	Unlocated	2011	20	2,38	Baru
6	Suge	Unlocated	2011	20	2,38	Baru
7	Pangkal Pinang	Unlocated	2013	30	1,39	Extension
8	Kelapa	Unlocated	2013	30	2,62	Baru
9	Air Gegas	Unlocated	2013	30	2,62	Baru
10	Pangkal Pinang Ext LB	Unlocated	2013	4 LB	2,47	Extension
11	Pangkal Pinang	Unlocated	2015	30	1,39	Extension
12	Sungai Liat	Unlocated	2015	30	1,39	Extension
13	Kelapa	Unlocated	2016	30	1,39	Extension
14	Dukong	Unlocated	2016	30	1,39	Extension
15	Pangkal Pinang - 2	Unlocated	2018	60	4,00	Baru
Jumlah				460	35,26	

Selain itu diperlukan juga extension di GI eksisting dengan menambah unit trafo 150/20 kV hingga total tambahan kapasitas mencapai 460 MVA tersebar di beberapa GI.

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Tinggi (SUTT) 150 kV sepanjang 816 kms dengan kebutuhan dana sekitar 46,9 M USD seperti ditampilkan pada Tabel-3.3.

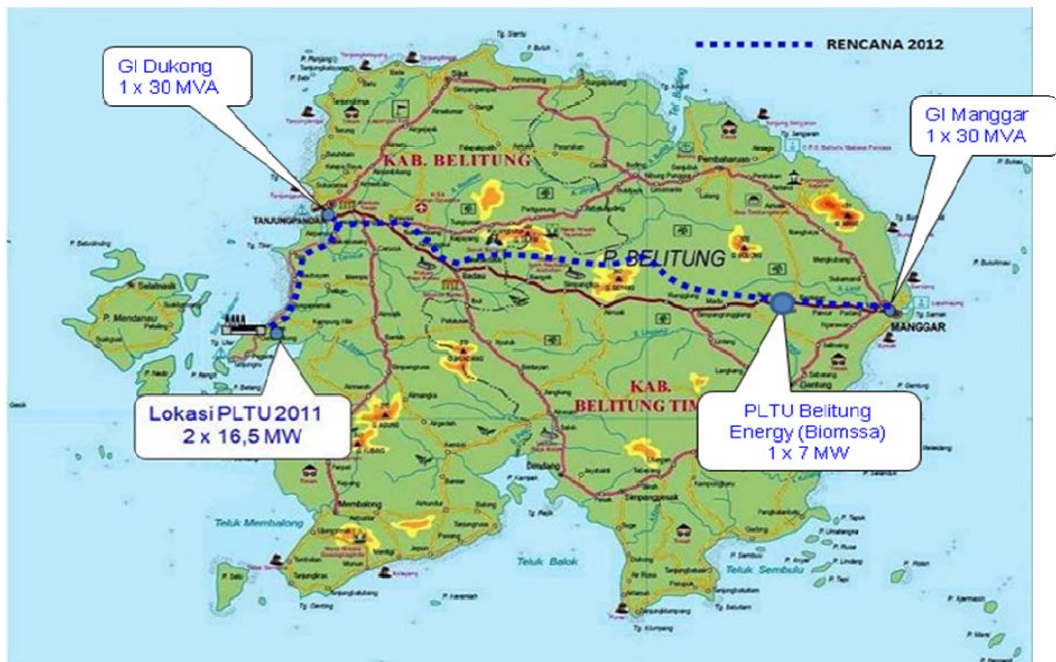
Tabel-3.3. Pembangunan GI di Bangka Belitung

No.	Dari	Ke	Tegangan	Panjang kms	COD	Biaya M USD
1	Air Anyir	Pangkal Pinang	150 kV	44	2011	2,44
2	Air Anyir	Sungai Liat	150 kV	112	2011	6,20
3	Suge	Dukong	70 kV	50	2011	2,77
4	Dukong	Manggar	70 kV	140	2012	7,76
5	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	200	2013	11,08
6	Pangkal Pinang	Air Gegas	150 kV	200	2013	11,08
7	Pangkal Pinang	Bangka Baru III	150 kV	100	2018	5,54
Jumlah				816		46,86

Dengan selesainya pembangunan GI dan Transmisi 150 kV tersebut di atas, maka jaringan 150 kV di Bangka Belitung seperti diperlihatkan pada Gambar seperti ditampilkan dalam Gambar-2 dan Gambar-3.



Gambar-2 Peta Jaringan TT pada Sistem Bangka



Gambar-3. Peta Jaringan TT pada Sistem Belitung

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 240 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 24.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.247,4 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sepanjang 2.953,7 kms, Gardu Distribusi 167,1 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.4 berikut.

Tabel-3.4. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2009	175,82	116,09	5,27	137,812
2010	168,89	136,54	7,79	145,370
2011	200,72	164,48	9,38	157,624
2012	275,29	312,97	17,85	172,182
2013	185,61	287,76	16,41	188,115
2014	181,34	241,91	13,80	205,559
2015	212,61	268,80	15,33	224,660
2016	212,60	298,60	17,03	245,582
2017	202,76	336,88	19,21	270,000
2018	213,68	374,15	21,34	296,879
2019	218,08	415,51	23,70	326,470
Jumlah	2.247,40	2.953,69	167,09	2.370,254

A7.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-4.1.

Tabel-4.1. Rangkuman

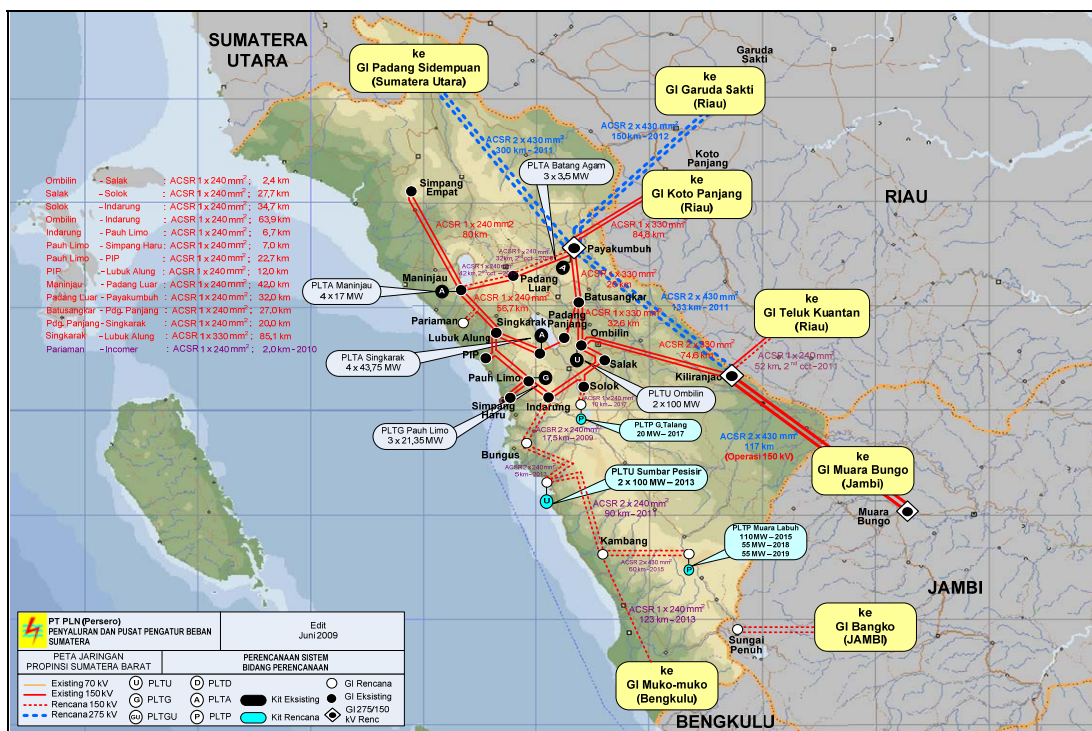
Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi M USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2009	401,58	450,40	87,20	5			1,0
2010	454,95	492,52	96,35	73			68,0
2011	520,05	563,49	110,31	65,5	190	206	106,0
2012	583,76	634,38	120,65	14		140	25,3
2013	650,81	707,03	132,86	14	90	400	46,3
2014	739,87	803,72	151,54	60			75,0
2015	843,90	916,66	173,37		60		2,8
2016	957,29	1039,63	197,17		60		2,8
2017	1076,17	1168,27	222,18	20	60		7,0
2018	1200,83	1305,73	248,92	34		70	47,4
2019	1324,07	1458,24	278,59	34			39,5
Jumlah				319,5	460	816	420,9

LAMPIRAN A.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A8.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikan Propinsi Sumatera Barat (diluar kepulauan Mentawai) berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 14 Gardu Induk dengan total kapasitas 564,5 MVA dan beban puncak sebesar 328,02 MW seperti yang terlihat pada gambar-1 di bawah ini.



Gambar-1. Sistem Interkoneksi 150 kV Propinsi Sumatera Barat

Saat ini di Propinsi Sumatera Barat terdapat pembangkit-pembangkit besar yang dibawah pengawasan PLN Sektor Pembangkitan seperti PLTU Ombilin, PLTG Pauh Limo, PLTA Singkarak dan PLTA Maninjau yang terkoneksi langsung ke sistem 150

kV serta PLTA Batang Agam yang terkoneksi ke sistem 20 kV dengan total kapasitas sebesar 473,8 MW seperti yang ditunjukkan pada tabel-1.1 di bawah ini.

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Energi Primer	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	Ombilin	PLTU	Batu bara	PLN	200
2	Pauh Limo	PLTG	HSD	PLN	64.05
3	Maninjau	PLTA	Air	PLN	68
4	Singkarak	PLTA	Air	PLN	131.25
5	Batang Agam	PLTA	Air	PLN	10.5
Total					473.8

Tabel-1.1. Kapasitas Terpasang Pembangkit di Sub-sistem Interkoneksi

Dengan total kapasitas terpasang seberar 473,8 MW dan beban puncak mencapai 328 MW, maka provinsi Sumbar pada saat musim hujan mampu memenuhi kebutuhannya sendiri bahkan dapat memasok kebutuhan listrik provinsi Riau sebesar ± 150 MW, namun pada saat musim kemarau kebutuhan listrik provinsi Sumbar mendapat tambahan pasokan dari system Sumbagsel sebesar ± 100 MW.

Pada saat beban puncak, daerah-daerah Pesisir Selatan seperti sebagian Kambang, sebagian Balai Selasa, sebagian Indrapura serta Tapan dan Lunang membentuk sistem-sistem isolated sendiri dengan beban puncak total sebesar 3,6 MW. Hal tersebut terjadi karena kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah yang disebabkan jauhnya jarak dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan (± 260 km).

Untuk sistem kelistrikan di Kepulauan Mentawai, saat ini mempunyai beban puncak total sebesar 1,68 MW yang dipasok dari beberapa PLTD berkapasitas kecil yang berjumlah 21 unit dan tersebar di 8 Sentral PLTD dengan kapasitas terpasang sebesar 2,86 MW.

Selain itu ada juga pembangkit PLTM Pinang Awan di Solok Selatan yang beroperasi paralel dengan sistem 20 kV untuk membantu menaikkan tegangan di daerah tersebut mengingat jaraknya yang jauh dari GI Solok sebagai pemasok tenaga listrik daerah tersebut. Seluruh pembangkit-pembangkit di sub-sistem isolated tersebut dikelola

oleh PLN Wilayah Sumatera Barat dengan kapasitas terpasang seperti yang terlihat pada tabel-1.2 berikut ini.

Tabel-1.2. Kapasitas Terpasang Pembangkit di Sub-sistem Isolated

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Energi Primer	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
Kepulauan Mentawai					
1	Sikabalu	PLTD	HSD	PLN	0,10
2	Sikakap	PLTD	HSD	PLN	0,40
3	Sipora	PLTD	HSD	PLN	0,14
4	Seay Baru	PLTD	HSD	PLN	0,10
5	Saumangayak	PLTD	HSD	PLN	0,18
6	Simalakopa	PLTD	HSD	PLN	0,04
7	Simalepet	PLTD	HSD	PLN	0,25
8	Tua Pejat	PLTD	HSD	PLN	1,62
Sub-Total					2,82
Pesisir Selatan					
1	Lakuak	PLTD	HSD	PLN	1,86
2	Balai Selasa	PLTD	HSD	PLN	0,62
3	Indra Pura	PLTD	HSD	PLN	1,28
4	Tapan	PLTD	HSD	PLN	0,93
5	Lunang	PLTD	HSD	PLN	2,24
6	Salido Kecil	PLTMH	Air	Swasta	0,33
Sub-Total					11,37
Solok Selatan					
1	Pinang Awan	PLTM	Air	PLN	0,40
Sub-Total					0,40
Total					14,59

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dengan adanya krisis ekonomi yang terjadi beberapa tahun terakhir menyebabkan *trend* pertumbuhan tenaga listrik yang terjadi beberapa tahun sebelumnya mengalami perubahan. Secara keseluruhan rata-rata pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dalam 7 tahun terakhir adalah 5,32 % per tahun. Indikator Penjualan energi listrik yang merefleksikan permintaan tenaga listrik masyarakat meningkat dari 1.395,8 GWh pada tahun 2003 menjadi 2.006,52 GWh di tahun 2009. Pada periode yang sama terjadi rata-rata pertumbuhan pelanggan sebesar 2,84 % dan daya tersambung tumbuh sebesar 4,35 %.

Kebutuhan tenaga listrik terbesar berasal dari sektor rumah tangga sebesar 44 % dan diikuti 34,63 % untuk sektor industri, 13,55% Sektor Komersil dan 7,80% untuk sektor Publik.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi rata-rata 5 – 5,5 % per tahun, atau rata-rata 5,3 %.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan tumbuh rata-rata 1,2 % per tahun.
- ✓ Tingkat inflasi rata-rata 5 %
- ✓ Proyeksi Rasio Elektrifikasi (RE) ditargetkan sebesar 100 % pada tahun 2020.
- ✓ Susut Distribusi pada tahun 2009 sebesar 7,03 %, dan target 2010 sebesar 5,17 %.

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Sumatera Barat 2010-2019

Dari realisasi perusahaan enam tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019, seperti pada tabel-2.1.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energy (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2010	2,208.0	2,362.9	386.0	896,425
2011	2,371.3	2,533.1	412.6	938,208
2012	2,550.5	2,721.0	441.9	983,243
2013	2,776.5	2,963.7	480.0	1,042,760
2014	3,081.5	3,291.6	531.6	1,126,836
2015	3,430.7	3,667.4	590.6	1,221,350
2016	3,791.1	4,055.1	651.2	1,316,991
2017	4,151.0	4,441.9	711.4	1,435,283
2018	4,510.2	4,827.6	771.0	1,457,686
2019	4,841.7	5,242.0	834.8	1,478,102
Growth (%)	8.17	8.29	8.02	5.13

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

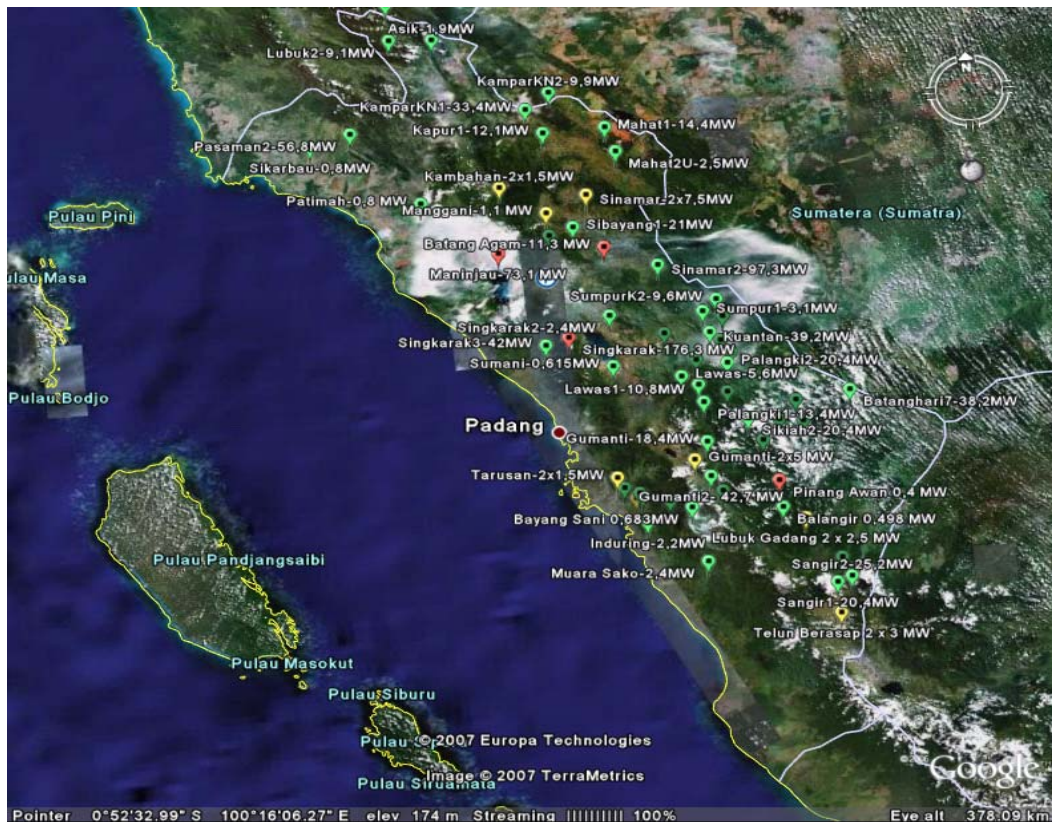
Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Sumatera Barat antara lain batu bara, panas bumi dan air. Menurut sumber dari Bapeda Sumatera Barat, potensi batu bara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan dengan total produksi per tahun mencapai 800 ribu ton serta cadangan total sekitar 5 juta ton.

Untuk energi primer panas bumi, data dari ESDM menunjukkan bahwa potensi cadangan panas bumi di Sumatera Barat sekitar 908 MW, potensi terbesar berada di Muaralabuh – Kabupaten Solok Selatan dan di Talang - Kabupaten Solok.

Sedangkan untuk energi primer air, potensinya tersebar hampir di seluruh wilayah Sumatera Barat seperti yang terlihat pada Gambar-2 dan tabel-3.1 berikut.



Gambar-2. Sumber Energi Primer Air di Sumatera Barat

Tabel-3.1. Potensi Pembangkit dengan Energi Air

No	Lokasi	DAS	Type	CAP (MW)	Delta H (MW)	Q (m ³ /sec)	Kabupaten / Kecamatan
1	Pasaman	Bt. Pasaman	ROR	21,2	100	28,8	Pasaman
2	Sangir-2	Bt. Sangir	ROR	2,2	20,9	14,6	Solok
3	Sangir-3	Bt. Sangir	ROR	7,8	70	15,2	Solok
4	Sinamar-2	Bt. Sinamar	ROR	13,1	88,9	20	Tanah Datar
5	Masang-2	Bt. Masang	ROR	14,5	100	19,7	Agam
6	Tuik	Bt. Tuik	ROR	3,9	80	6,6	Pessel
7	Lanajan-2	Bt. Lengayang	ROR	3,1	80	5,2	Pessel
8	Lubuk-2	Bt. Rokan	ROR	4,6	100	6,3	Pasaman
9	Asik	Bt. Asik	RSV	1,7	28,6	8	Pasaman
10	Lubuk-4U	Bt. Lubuk	ROR	4,8	59	11	Pasaman
11	Sumpur-1U	Bt. Sumpur	RSV	2,7	28,5	13	Pasaman
12	Kampar KN-1	Bt. Kampar Kanan	RSV	29,4	86	46,5	50 Kota
13	Kampar KN-2	Bt. Kampar Kanan	RSV	8,6	53	22	50 Kota
14	Kapur-1	Bt. Kapur	RSV	10,6	85	17	50 Kota
15	Mahat-10	Bt. Mahat	RSV	12,6	62	27,6	50 Kota
16	Mahat-2U	Bt. Mahat	RSV	2,2	13,9	21,4	50 Kota
17	Sumpur-K1	Bt. Sumpur	RSV	8,1	65,2	16,9	S. Sijunjung
18	Palangki-1	Bt. Palangki	RSV	11,8	128,9	12,5	S. Sijunjung

No	Lokasi	DAS	Type	CAP (MW)	Delta H (MW)	Q (m ³ /sec)	Kabupaten / Kecamatan
19	Palangki-2	Bt. Palangki	RSV	17,9	92,6	26,3	S. Sijunjung
20	Sibakur	Bt. Sibakur	RSV	5,5	48	15,5	S. Sijunjung
21	Sibayang	Bt. Sibayang	RSV	15	66	39	Agam
22	Sukam	Bt. Sukam	RSV	19,4	48,9	53,9	S. Sijunjung
23	Kuantan-1	Bt. Kuantan	ROR	3,4	10,6	44	S. Sijunjung
24	Batanghari-2	Batanghari	RSV	22,2	109,5	27,6	Slk Selatan
25	Batanghari-3	Batanghari	RSV	34,8	142,4	33,3	Slk Selatan
26	Batanghari-5	Batanghari	ROR	6,7	10,3	89	Slk Selatan
27	Batanghari-6	Batanghari	ROR	10,1	13,7	100	Slk Selatan
28	Batanghari-7	Batanghari	ROR	6,9	9,4	100	Dhamasraya
29	Fatimah	Fatimah	ROR	0,8	34,5	3	Pasbar
30	Sikarbau	Sikarbau	ROR	0,7	30,8	3	Pasbar
31	Balangir	Balangir	ROR	0,4	30	2	Slk Selatan
32	Landai-1	Bt. Langir	ROR	6,8	93,6	9,9	Pessel
33	Sumani	Bt. Sumani	ROR	0,6	25	3	Solok
34	Guntung	Bt. Guntung	ROR	0,6	26,2	3	Agam
35	Sungai Putih	Bt. Lumpo	ROR	1,7	51	4,5	Pessel
36	Kerambil	Bt. Bayang Janiah	ROR	1,6	80	2,6	Pessel
37	Muaro Sako	Bt. Muaro Sako	ROR	2,4	60	5,5	Pessel
38	Induring	Bt. Jalamu	ROR	2,2	67	4,5	Pessel
39	Palangai-3	Bt. Palangai	ROR	4,1	80	7	Pessel
40	Kambang-1	Bt. Kambang	ROR	5,5	80	9,3	Pessel
41	Kapas-1	Bt. Tumpatih	ROR	8,1	80	13,8	Pessel
42	Landai-2	Bt. Air Haji	ROR	7,1	80	12	Pessel
43	Sumpur-K2	Bt. Sumpur	ROR	4,2	71,9	8	Tanah Datar
44	Law as-1D	Bt. Law as	RSV	11,2	84,5	18	S. Sijunjung
45	Gumanti-1	Bt. Gumanti	ROR	5,9	100	8	Solok
46	Sikiah-1	Bt. Gumanti	RSV	30,4	107,4	38,5	Solok
47	Sikiah-2	Bt. Sikiah	RSV	18	62,7	39	Solok

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dapat dilayani dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Sumatera Barat sendiri dan pengembangan jaringan 275 kV serta 150 kV untuk penguatan kapasitas sistem Sumatera Bagian Tengah. Khusus untuk pengembangan pembangkit di Sumatera Barat akan dibangun proyek pembangkit berkapasitas total 670 MW yang akan terkoneksi ke sistem 150 kV maupun langsung ke sistem 20 kV seperti ditampilkan pada Tabel-3.2 berikut.

Tabel-3.2. Pengembangan Pembangkit di Sumatera Barat

PROYEK	Pemilik	JENIS	Kap. (MW)	COD	STATUS
Sumbar Pesisir (FTP1)	PLN	PLTU	112	2012	On Going
Sumbar Pesisir (FTP1)	PLN	PLTU	112	2012	On Going
G. Talang	Swasta	PLTP	20	2018	Rencana
Muara Laboh (FTP2)	Swasta	PLTP	110	2014	Rencana
Muara Laboh (FTP2)	Swasta	PLTP	110	2014	Rencana
Sumbar - 1	Swasta	PLTU	100	2015	Rencana
Sumbar - 1	Swasta	PLTU	100	2015	Rencana
Mentawai	PLN	PLTU	3	2012	Rencana
Mentawai	PLN	PLTU	3	2012	Rencana
Jumlah			670		

Selain itu PLN Wilayah Sumatera Barat juga sedang menjalin kerjasama dengan Pemda maupun swasta untuk mengembangkan pembangkit hidro skala kecil dan menengah seperti terlihat pada Tabel-3.3 berikut.

Tabel-3.3. Pengembangan Pembangkit Hidro di Propinsi Sumatera Barat

No	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Sumber dana	Tahun Operasi	Kapasitas (MW)
1	Manggani	PLTM	Swasta	On Going	swasta	2010	1,116
2	Gumanti	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	5
3	Gumanti	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	5
4	Sinamar	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	5
5	Sinamar	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	5
6	Lubuk Gadang	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	4
7	Guning Tujuh	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	4
8	Guning Tujuh	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	4
9	Tarusan	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	3
10	Bayang	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	3
11	Bayang	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	3
12	Muara Sako	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	2,5
13	Sumpur	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	2
14	Kambahan	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	1,5
15	Fatimah	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	1,4
16	Sikarban	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	1,4
17	Guntung	PLTM	Swasta	MoU	swasta	2012	0,644
Jumlah							51,56

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Hingga tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 275 kV di 2 lokasi dan 150 kV di 5 lokasi untuk penguatan sistem kelistrikan Sumatera Barat seperti yang diperlihatkan pada Tabel-3.4.

Tabel-3.4. Pengembangan GI Baru di Sumatera Barat

No	Nama Gardu Induk	Ratio Tegangan (kV)	COD	Sumber Dana	Kapasitas (MVA)	Kebutuhan Dana
1	Bungus	150/20	2010	APLN	30	2,62
2	Pariaman	150/20	2010	APLN/APBN	30	2,62
3	Sungai Penuh	150/20	2010	APLN/APBN	30	2,62
4	Kambang	150/20	2011	unall	30	2,62
5	Kiliranjao	275/150	2013	IBRD	250	20,97
6	Payakumbuh	275/150	2013	JBIC	250	20,17
7	GIS Kota Padang	150/20	2016	unall	60	10,02
Jumlah					680	61,63

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan juga extension GI eksisting dengan menambah unit trafo 150/20 kV dengan tambahan kapasitas seluruhnya mencapai 700 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 38 juta sebagaimana diperlihatkan pada Tabel-3.5.

Tabel-3.5. Pengembangan Extension GI Sumatera Barat

No	Nama Gardu Induk	Ratio Tegangan (kV)	COD	Sumber Dana	Kapasitas (MVA)	Kebutuhan Dana	Keterangan
1	Pauh Limo	150/20 kV	2009	APLN	60	2,10	Uprating 10 MVA
2	Lubuk Alung	150/20 kV	2009	APLN	30	1,39	Uprating 10 MVA
3	Solok	150/20 kV	2009	APLN	20	0,43	Relokasi dari Adijaya
4	Padang Panjang	150/20 kV	2010	APLN	30	1,39	
5	Indarung Ext 2 LB	150/20 kV	2010	APLN	2 LB	1,23	ke Bungus
6	Maninjau Ext LB	150/20 kV	2010	APLN	1 LB	0,62	2nd sirkit ke Padang Luar
7	Padang Luar Ext LB	150/20 kV	2010	APLN	2 LB	1,23	2nd sirkit ke Maninjau&Payakumbuh
8	Payakumbuh Ext LB	150/20 kV	2010	APLN	1 LB	0,62	2nd sirkit ke Padang Luar
9	Padang Luar	150/20 kV	2011	APLN	60	2,10	Uprating 20 MVA
10	Bungus Ext LB	150/20 kV	2011		2 LB	1,23	T/L ke Kambang
11	Kiliranjao Ext LB	150/20 kV	2011		1 LB	0,62	2nd sirkit ke Teluk Kuantan
12	Payakumbuh	150/20 kV	2011		30	1,39	
13	Salak	150/20 kV	2011	APLN	20	0,66	Relokasi dari Padang Luar
14	Simpang Empat	150/20 kV	2012		30	1,39	
15	Kambang Ext LB	150/20 kV	2013		1 LB	0,62	T/L ke Mukomuko
16	Simpang Haru	150/20 kV	2013		60	2,10	
17	Kambang Ext LB	150/20 kV	2014		2 LB	1,23	T/L ke PLTP Muara Labuh
18	Solok	150/20 kV	2014		30	1,39	
19	Maninjau	150/20 kV	2015		30	1,39	
20	PIP	150/20 kV	2015		60	2,10	
No	Nama Gardu Induk	Ratio Tegangan (kV)	COD	Sumber Dana	Kapasitas (MVA)	Kebutuhan Dana	Keterangan
21	PIP Ext LB	150/20 kV	2016		2 LB	1,23	T/L ke GIS Kota Padang
22	Bungus	150/20 kV	2016		30	1,39	
23	Payakumbuh	150/20 kV	2017		30	1,39	
24	Kambang	150/20 kV	2018		30	1,39	
25	Kiliranjao	150/20 kV	2019		30	1,39	
26	GIS Kota	150/20 kV	2019		60	2,10	
27	Salak	150/20 kV	2019		30	1,39	
Jumlah					670	35,48	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, diperlukan juga pengembangan Saluran Tegangan Tinggi (SUTT) 275 kV sepanjang 882 kms & SUTT 150 kV sepanjang 443 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 209 juta seperti ditampilkan dalam Tabel-3.6 dan Tabel-3.7 berikut.

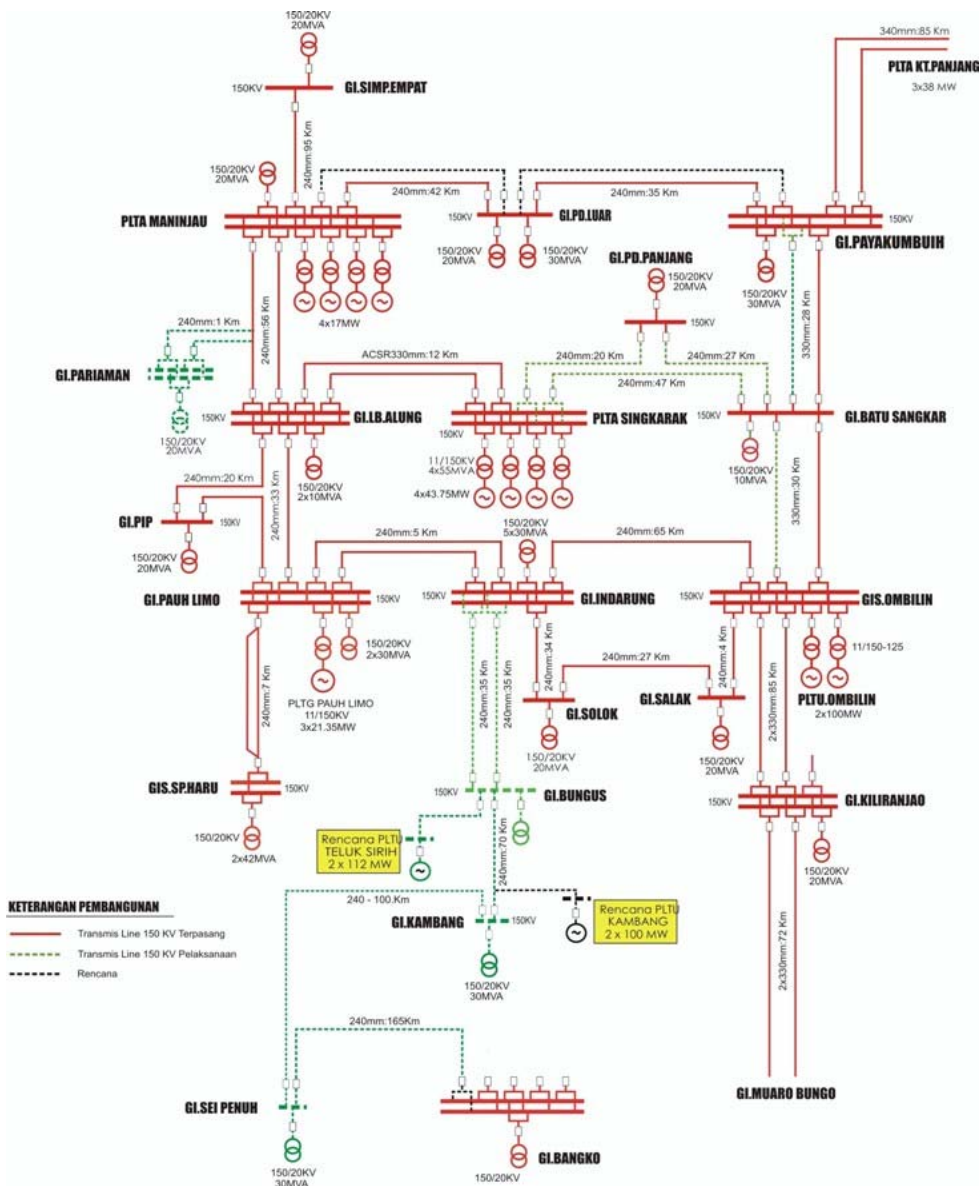
Tabel-3.6. Pembangunan SUTT 275 kV Baru Sumatera Barat

No	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panjang (kms)	COD	Biaya (MUSD)
1	Padang Sidempuam	Payakumbuh	2 cct, 2 Zebra	600	2012	135,05
2	Kiliranjao	Payakumbuh	2 cct, 2 Zebra	282	2012	63,47
Jumlah				882		199

Tabel-3.7. Pembangunan SUTT 150 kV Baru Sumatera Barat

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Indarung	Bungus	150 kV	2 cct, 2 HAWK	35	2.7	2010
2	Pariaman	Incomer (L.Alung - Maninjau)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	4	0.2	2010
3	Bungus	Kambang	150 kV	2 cct, 2 HAWK	180	13.7	2011
4	Kiliranjao	Teluk Kuantan	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	52	1.7	2011
5	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	42	1.4	2012
6	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	32	1.0	2012
7	PLTU Sumbar Pessel	2 pi Incomer (Bungus-Kambang)	150 kV	4 cct, 2 HAWK	20	0.8	2012
8	Kambang	PLTP Muara Labuh (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	14	0.8	2014
9	PIP	GIS Kota	150 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2.4	2016
10	Solok	PLTP Gunung Talang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	1.1	2018
Jumlah					443	25.8	

Dengan selesainya pembangunan SUTT dan GI tersebut di atas, maka sistem kelistrikan di Sumatera Barat sebagian besar konfigurasinya menjadi loop/ring seperti yang terlihat pada Gambar-3, sehingga keandalan sistem Sumatera Barat khususnya dan sistem interkoneksi Sumatera Bagian Tengah pada umumnya akan menjadi lebih handal.



Gambar-3. Peta Jaringan TT di Provinsi Sumatera Barat per Unit Pelayanan

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 613 Ribu pelanggan sampai dengan tahun 2019, atau rata-rata 61.300 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan

pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.885 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.810 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 412 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.8 berikut.

Tabel-3.8. Pengembangan Sistem Distribusi Propinsi Sumatera Barat

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan
2010	202,0	296,1	24,6	44.078,4
2011	226,3	334,2	28,0	50.443,6
2012	269,9	344,4	35,4	52.919,2
2013	280,4	359,1	37,9	56.179,8
2014	296,9	381,7	41,3	60.800,0
2015	315,3	407,0	45,2	65.997,6
2016	304,0	393,9	45,0	65.237,3
2017	318,7	414,5	48,5	71.193,0
2018	331,6	432,8	51,9	72.432,6
2019	340,8	446,5	54,8	73.577,1
Jumlah	2.885,9	3.810,2	412,5	612.858,4

Pengembangan Pembangkit, Gardu Induk, T/L, Distribusi dan pengoptimalan pengolahan energi primer sering kali terkendala oleh Perijinan dari Departemen Kehutanan dan instansi terkait serta permasalahan pembebasan lahan sehingga menyebabkan beberapa proyek mengalami kemunduran jadwal operasi.

A8.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Propinsi Sumatera Barat adalah seperti tersebut dalam Tabel-4.1 di bawah ini.

Tabel-4.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas			Investasi (M USD)
	Sales Energy (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	T/L (kms)	
2009	1.992	2.146	352	-	-	-	-
2010	2.208	2.363	386	1	90	39	10,8
2011	2.371	2.533	413	-	30	189	2,6
2012	2.551	2.721	442	280	-	94	3,2
2013	2.777	2.964	480	-	500	-	41,1
2014	3.081	3.292	532	200	-	-	-
2015	3.431	3.667	591	110	-	14	0,8
2016	3.791	4.055	651	110	60	44	12,5
2017	4.151	4.442	711	-	-	-	-
2018	4.510	4.828	771	20	-	20	1,1
2019	4.842	5.242	835	-	-	-	-
Jumlah				722	680	443	72,0

* Nilai Investasi hanya untuk pembangunan GI & T/L

Pembangkit- pembangkit skala besar di Prop Jambi dikelola oleh PLN Pembangkitan Sumatra Bagian Selatan ada di Payo Selincah dan untuk daerah yang masih isolated dikelola oleh WS2JB mempunyai kapasitas sekitar 104,9 MW seperti ditunjukkan pada Tabel-1.1.

Tabel-1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Propinsi Jambi

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	PLTD Payo Selincah	PLTD	Gas Alam+HSD	PLN Kit SBS	31.2
2	PLTG Batang Hari	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	61.6
3	PLTD lokasi tersebar	PLTD	HSD	PLN WS2JB	12.1
	Jumlah				104.9

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Propinsi Jambi terletak di daerah timur pulau Sumatra yang berhadapan langsung dengan Singapura dan Malaysia, sehingga kebutuhan energi listrik dalam jumlah besar dengan tingkat keandalan yang memadai sangat diperlukan. Kebutuhan listrik paling besar diserap oleh konsumen rumah tangga yang mencapai porsi 61 %, disusul konsumen komersil yang mencapai sekitar 25% dan publik serta industri masing-masing 8% dan 6%.

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 5,9% per tahun dan tidak dipengaruhi oleh gejolak yang bersifat jangka pendek seperti krisis finansial global.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,45% pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8.1 % pada tahun 2019
- ✓ Rasio elektrifikasi akan mencapai 85.6% pada tahun 2019.
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,655

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Jambi 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019.

Tabel -2.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	919	1,021	174	427,983
2011	1,005	1,111	189	454,940
2012	1,107	1,217	207	483,601
2013	1,223	1,343	229	515,336
2014	1,348	1,479	252	548,538
2015	1,481	1,623	277	583,635
2016	1,624	1,777	300	623,193
2017	1,775	1,940	324	665,428
2018	1,934	2,112	350	711,075
2019	2,108	2,300	377	759,830
Growth (%)	9.56	9.25	8.74	6.52

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

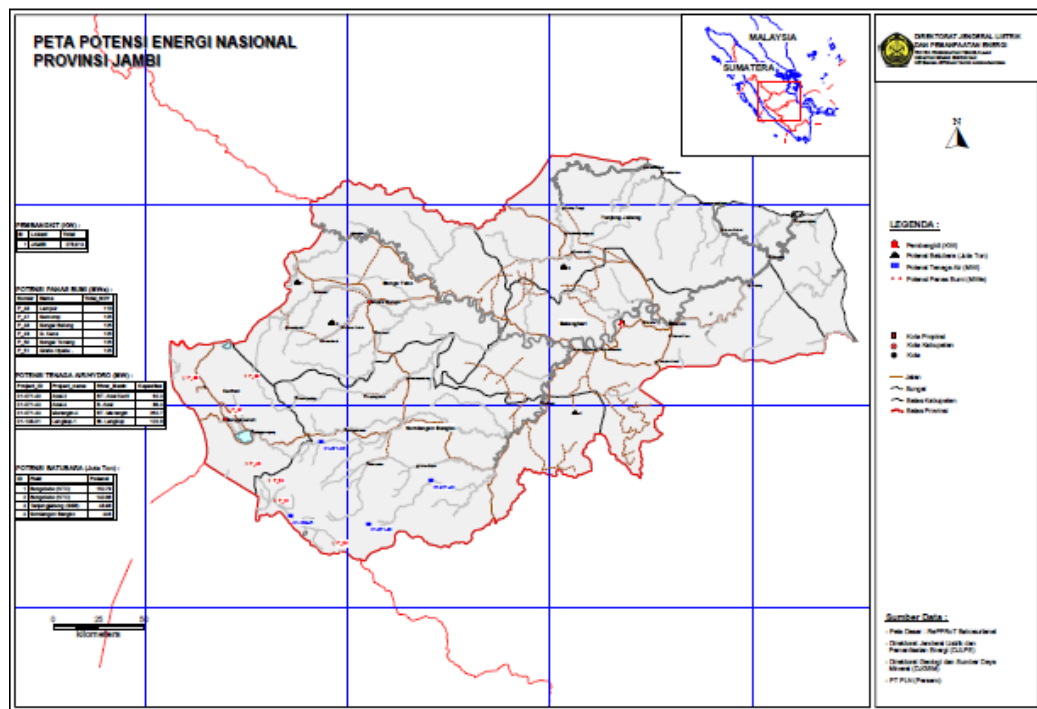
Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Propinsi Jambi terdiri dari Batu Bara, Gas dan energy terbarukan Air.

Berdasarkan RUKD Propinsi Jambi jumlah batubara yang layak ditambang sebesar 778.65 juta ton dengan nilai kalori rata-rata 5,715 Kkal/kg yang tersebar di seluruh

daerah Kabupaten kecuali Kab Kerinci, sedangkan untuk potensi gas ada di Kab Tanjung Jabung dan Kab Muaro Jambi

Dari evaluasi potensi energy air sungai, sungai Merangin dan sungai Batang Air Batu di Kab Merangin.



Gambar-2 Sumber Energi Primer di Propinsi Jambi

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit dari sistem Sumatra dan pengembangan jaringan 150 kV Khusus untuk pengembangan pembangkit di Propinsi Jambi akan dibangun proyek pembangkit berkapasitas sekitar 1,717 MW seperti ditampilkan pada Tabel-3.1 berikut.

Tabel-3.1 Pengembangan Pembangkit di Propinsi Jambi

No	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Tahun Operasi	Kapasitas (MW)
1	Sarolangun (Samaran)	PLTU	Swasta	On Going	2010	14
2	Kuala Tungkal	PLTU	PLN	FS	2012	14
3	Tebo	PLTU	PLN	Rencana	2012	14
4	Sungai Gelam	PLTMG	Sewa	Rencana	2010	15
5	Jambi Merang	PLTG	Sewa	Rencana	2011	200
6	Jambi Merang	PLTG	Sewa	Rencana	2012	200
7	Sungai Penuh (FTP 2)	PLTP	PLN	Rencana	2013	55
8	Sungai Penuh (FTP 2)	PLTP	PLN	Rencana	2014	55
9	Merangin	PLTA	PLN	Rencana	2017	175
10	Merangin	PLTA	PLN	Rencana	2018	175
11	Jambi	PLTU	Swasta	Rencana	2018	400
12	Jambi	PLTU	Swasta	Rencana	2018	400
	Jumlah					1717

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 150 kV seperti pada Tabel-3.2

Tabel-3.2 Pengembangan GI 150/20 kV di Propinsi Jambi

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Keterangan
1	Sarolangun	APLN / APBN-P	2012	30	New
2	Kuala Tungkal / Sabak	APLN / APBN-P	2012	30	New
	Jumlah			60	

Untuk meningkatkan peningkatan tegangan 150 KV menjadi 275 KV system Sumatra akan dikembangkan 3 buah GI IBT di GI Bangko dan GI Muara Bungo, masing-masing berkapasitas 250 MVA serta GI Aur Duri berkapasitas 500 MVA. .

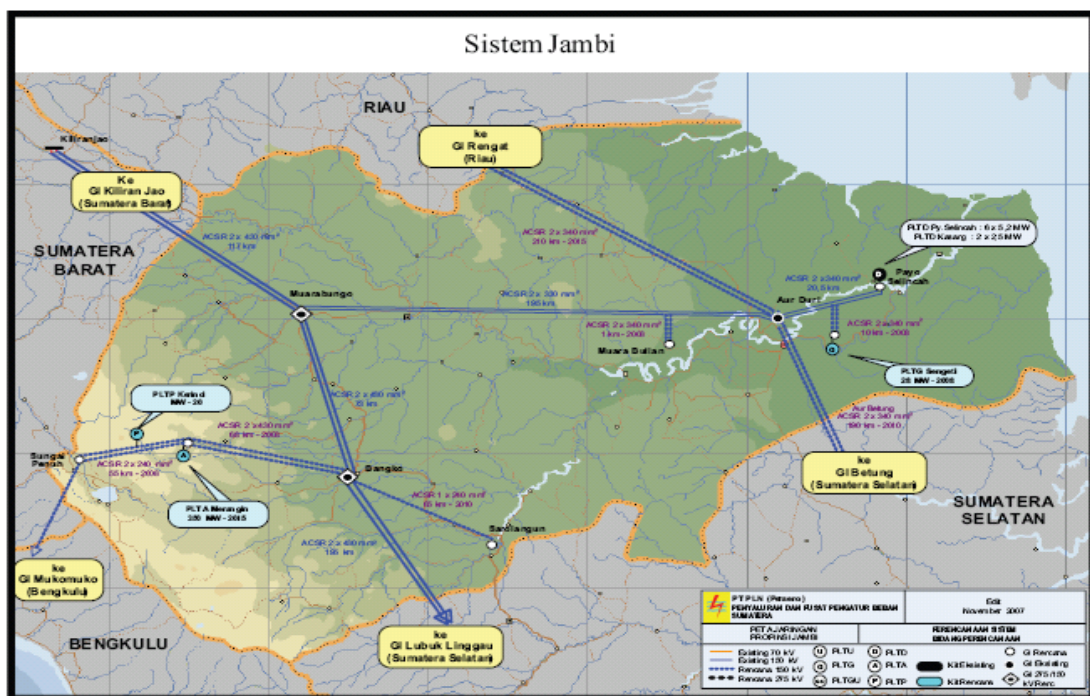
Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatra, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan 150 KV, 275 KV dan Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV seperti ditampilkan dalam Tabel-3.3

Tabel-3.3 Pembangunan Saluran Udara Tegangan Tinggi di Propinsi Jambi

No	Dari	Ke	Konduktor			kms	Biaya M USD	COD
1	Bangko	Merangin	150 kV	2	cct, 2 Zebra	136	13.40	2010
2	Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2	cct, 1 HAWK	110	6.09	2010
3	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	1	cct, 1 HAWK	65	5.16	2012
4	Aur Duri	Kuala Tungkal	150 kV	2	cct, 1 HAWK	120	6.65	2012
5	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2	cct, 1 HAWK	20	1.11	2013
6	Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2	2nd cct, 1 HAWK	110	6.09	2013
7	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	1	cct, 1 HAWK	40	3.18	2014
8	Muara Bulian	PLTU Jambi	150 kV	2	cct, 2 x 330 mm2	80	7.24	2016
9	PLTA Merangin	Incomer (Bangko - Sungai Penuh)	150 kV	2	cct, 2 Zebra	1	0.10	2017
10	Bayung Lincir	Aur Duri	275 kV	2	cct, 2 Zebra	130	78.78	2014
11	Aur Duri	Rengat	275 kV	2	cct, 2 Zebra	420	99.03	2015
12	PLTU Jambi	Aur Duri	500 kV	2	cct, 4 Dove	160	78.78	2018
	Total					1392	305.61	

Dengan selesainya pengembangan saluran transmisi 275 KV tersebut di atas, maka Propinsi Jambi akan mendapatkan supply backbone 275 KV Sistem Sumatra dari Sistem Sumbagsel dan Sumbagteng dan yang akan meningkatkan keandalan pasokan, seperti diperlihatkan pada Gambar-3.



Gambar-3 Peta Jaringan SUTT Propinsi Jambi

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pertumbuhan pelanggan baru sekitar 6.52 % atau 355 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 35 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.078 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 2.006 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 193 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.4 berikut.

Tabel-3.4 Pengembangan Sistem Distribusi di Propinsi Jambi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	128.0	121.4	12.0	21,167
2011	149.2	144.3	13.9	24,462
2012	162.7	156.0	14.7	25,984
2013	176.8	170.0	16.4	27,942
2014	188.7	181.9	17.2	29,445
2015	202.7	195.7	19.0	31,278
2016	235.7	228.1	21.6	35,839
2017	255.6	247.5	24.0	38,326
2018	278.1	269.5	25.7	41,049
2019	300.9	291.8	28.5	43,925
2010-2019	2,078.5	2,006.3	192.9	319,417

A9.4. SISTEM ISOLATED

Propinsi Jambi masih memiliki 5 PLTD berbahan bakar minyak, yaitu PLTD Pelabuhan Dagang, PLTD Sungai Lokan, PLTD Mendahara Ilir, PLTD Mendahara Tengah dan PLTD Kuala Tungkal dengan total kapasitas terpasang 8,93 MW dan 1 Pembangkit IPP berbahan bakar Gas yang beroperasi di kabupaten Tanjung Jabung kapasitas terpasang 2.7 MVA.

Tabel-4.1 Pembangkit pada Sistem Isolated di Propinsi Jambi

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Kapasitas (MVA)	Owner
1	Pelabuhan Dagang	PLTD	1.52	PLN WS2JB
2	Mendahara Ilir	PLTD	0.5	PLN WS2JB
3	Sungai Lokan	PLTD	0.67	PLN WS2JB
4	Mendahara Tengah	PLTD	0.23	PLN WS2JB
5	Kuala Tungkal	PLTD	6.01	PLN WS2JB
6	Tanjung Jabung Power	PLTMG	2.7	Swasta
	Total		11.63	

A9.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi, adalah seperti tersebut dalam Tabel-5.1.

Tabel-5.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	863.1	960.1	160.1		-	246	25.7
2011	943.9	1,044.1	174.1				5.8
2012	1,039.8	1,143.2	190.8	28.0	560	185	127.5
2013	1,149.0	1,262.6	211.0	55.0	60	130	96.5
2014	1,266.0	1,389.7	232.4	55.0	780	170	165.8
2015	1,390.8	1,525.0	255.1		90	420	142.7
2016	1,524.6	1,669.8	276.7		-	80	34.7
2017	1,665.9	1,822.7	299.0	175.0	90	1	276.6
2018	1,814.7	1,983.3	322.1	575.0	1,000	160	879.6
2019	1,977.3	2,158.6	347.2	400.0			532.3
Jumlah	13,635.2	14,959.1	2,468.5	1,288.0	2,580	1,392	2,287.2

Pembangkit yang mensuplai Energi Listrik ke Propinsi Sumsel sebesar 720 MW, terdiri dari pembangkit yang terhubung ke sistem Interkoneksi Sumbag-Teng (dibawah pengelolaan PLN Kit SBS), Pembangkit IPP dan Pembangkit Isolated (Dikelola oleh PLN WS2JB). Kapasitas terpasang pembangkit tersebut dapat dilihat pada *tabel-1.1*.

Tabel-1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	PLTU Keramasan	PLTU	Batu Bara	PLN Kit SBS	25
2	PLTG Keramasan	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	23.5
3	PLTG Keramasan	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	21.35
4	PLTU Bukit Asam	PLTU	Batu Bara	PLN Kit SBS	260
5	PLTD Bukit Asam	PLTD	HSD	PLN Kit SBS	12.6
6	PLTG Simpang Tiga	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	90
7	PLTD Sungai Juaro	PLTD	HSD	PLN Kit SBS	25.2
8	PLTG Talang Duku	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	34
9	PLTG TM #1 dan #2	PLTG	Gas Alam	PLN Kit SBS	36
10	IPP Borang	PLTGU	Gas Alam	Swasta	150
11	PLTMG Prabumulih	PLTMG	Gas Alam	Swasta	12
12	PLTG Musi II	PLTG	Gas Alam	Swasta	13.83
13	PLTMG Sako	PLTMG	Gas Alam	Swasta	12
14	PLTD Isolated Makarti	PLTD	HSD	PLN WS2JB	1.01
15	PLTD Isolated Sungsang	PLTD	HSD	PLN WS2JB	0.75
16	PLTD Isolated Air Saleh	PLTD	HSD	PLN WS2JB	0.76
17	PLTD Isolated Simpang Sender	PLTD	HSD	PLN WS2JB	2.18
18	PLTD Isolated Teluk Agung	PLTD	HSD	PLN WS2JB	0.2
	Jumlah				720.38

Sistem transmisi terpasang adalah transmisi 70 kV untuk mensuplai ring kota Palembang dan transmisi 150 kV untuk ring luar kota Palembang, dengan 2 trafo IBT 150/70 kV yang berada di GI Borang dan GI Keramasan. Gardu Induk terpasang terdiri dari 14 Gardu Induk dengan total kapasitas trafo GI 526 MVA. Terdiri dari 8 GI 70/20/12 kV dan 6 GI 150/20 kV. Kondisi pembebanan trafo yang sudah melebihi 80 % saat ini terdiri dari 8 trafo tegangan 70/20/12 kV dan 5 trafo 150/20 kV.

A10.2.PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SUMATERA SELATAN

Sumatera Selatan memiliki 11 Kabupaten, 3 Kota Administratif dan 1 Ibu kota propinsi. Propinsi Sumatera Selatan terletak di daerah strategis dan merupakan wilayah perdagangan dan sudah ditetapkan Presiden sebagai daerah lumbung energi. Banyak potensi energi primer di wilayah Sumsel yang belum tergali dan terolah dengan maksimal. Pembangkit yang ada di Sumsel pun masih mencukupi jika murni digunakan untuk konsumsi wilayah Sumsel sendiri.

Di Sumsel, konsumsi energi listrik paling banyak diserap oleh konsumen rumah tangga (58,6 %), industri (20,8 %), komersil (14,7 %) dan publik (5 %)

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 5,59 % per tahun dan pengaruh krisis finansial global hanya bersifat jangka pendek.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,22 % pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8,6 % pada tahun 2019
- ✓ Rasio elektrifikasi mencapai 84,6 % pada tahun 2019
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,965

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Sumatera Selatan 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 seperti pada tabel-2.1.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2010	2,729.86	2,960.41	486.18	980,380.11
2011	2,977.55	3,219.65	531.64	1,031,162.69
2012	3,266.33	3,519.91	584.38	1,086,174.46
2013	3,630.98	3,915.30	653.36	1,157,980.59
2014	4,096.48	4,420.93	740.86	1,258,730.87
2015	4,625.35	4,995.92	833.35	1,372,599.91
2016	5,213.91	5,635.66	935.10	1,501,910.72
2017	5,827.51	6,302.07	1,039.85	1,628,734.57
2018	6,457.28	6,985.74	1,139.45	1,753,329.68
2019	7,061.42	7,727.85	1,255.73	1,865,026.29
Growth(%)	11.316	10.987	10.934	7.546

A10.3.PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Sumatera Selatan oleh Presiden Republik Indonesia pada tanggal 9 November 2004 dicanangkan sebagai Provinsi Lumbung Energi Nasional. Potensi sumberdaya alam yang ada diantaranya adalah batubara, gas bumi, minyak bumi, panas bumi dan gas metan. Provinsi Sumatera Selatan menempati ranking 5 secara nasional pada bidang pertambangan dan energi. Tambang batubara yang telah dikelola sebesar 42,71 %, sedangkan potensi gas bumi yang belum dikelola mencapai 98 %. Panas bumi dan Gas Metan masih dalam status eksplorasi dan studi kelayakan. Ketersediaan cadangan dan produksi tambang dan energi dapat dilihat pada tabel-3.1 berikut :

Tabel-3.1. Potensi Energi Primer

Sumber Daya	Potensi	Produksi
Minyak Bumi (Oil)	757,6 MMSTB	27.933,07 ribu BBL
Gas Bumi	24179,5 BSCF	434.108,64 ribu MMBTU
Batubara	47,1 Milyar Ton	9.276.361 ton
Coal Bed Methane	183,00 TCF	Belum dimanfaatkan
Panas Bumi (Geothermal)	1.911 Mwe *)	Belum dimanfaatkan
Gambut	64.200 Ha	Belum dimanfaatkan
Potensi Air (Mini/Mikro Hidro)	9.385,728 kW	Sebagian dimanfaatkan
Energi Surya	53,85 x 10 MW	Telah dimanfaatkan
Biomassa	16.034,24 GWh	Sebagian dimanfaatkan
Biogas	235,01 kWh	Belum dimanfaatkan

Sumber : Dinas Pertambangan dan Pengembangan Energi Prov. Sumatera Selatan 2008

*) Rencana PLTP Tahap I – IV masing-masing 2 x 55 MW oleh Pertamina.

Cadangan sumber energi fosil nasional yang terbatas, terutama minyak dan gas bumi. Production to reserve ratio hanya 24 tahun.

Sumber-sumber EBT yang tidak terbatas.

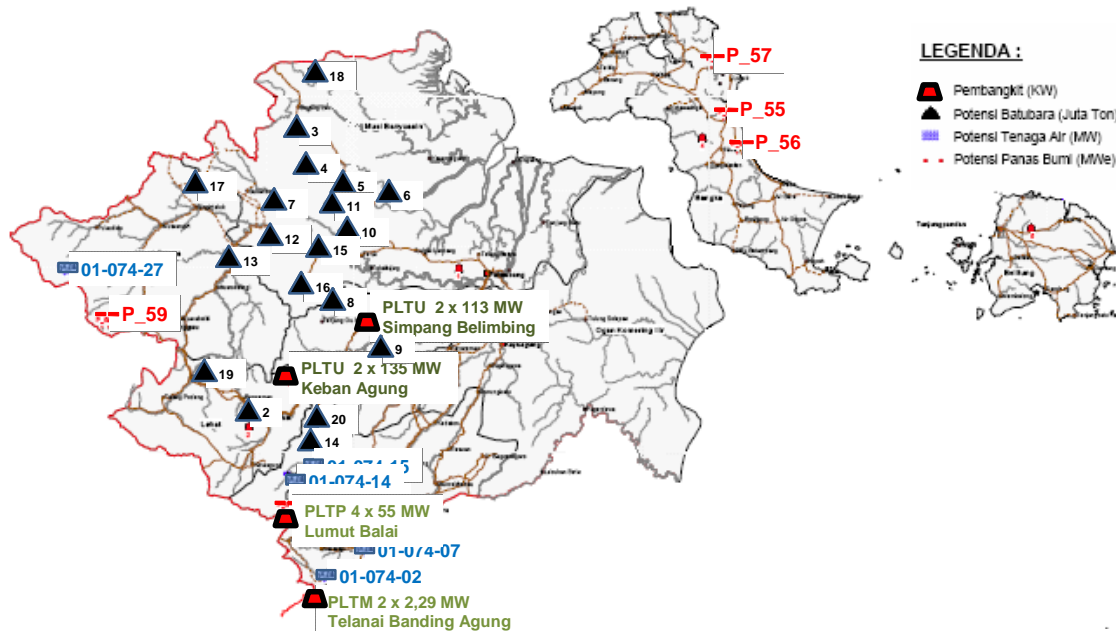
Penelitian terakhir yang dilakukan Departemen Energi dan Sumberdaya Mineral menyebutkan bahwa cadangan batubara di Sumatera Selatan mencapai 47,08 milyar ton dari data sebelumnya 22,7 milyar ton, dengan produksi ekspor melalui Lampung 9,8 juta ton per tahun, melalui Pelabuhan Boom Baru 600 ribu ton per tahun dan diprediksi melalui Pelabuhan Tanjung Api-Api kapasitas dapat meningkat hingga 50 juta ton atau lebih.

Sejak tahun 2003 sampai 2008, realisasi lifting minyak dan gas bumi di Sumatera Selatan terus meningkat dengan pertumbuhan rata-rata sebesar 24,84 % untuk minyak bumi dan 27,82 % untuk gas bumi. Realisasi lifting minyak bumi pada tahun 2008 mencapai 27.933,07 ribu BBL dan realisasi lifting gas bumi mencapai 434.108,64 MMBTU yang berlokasi di Muara Enim, Lahat, Prabumulih, Musi Banyuasin, Musi Rawas, Banyuasin, OKU dan OKI.

Hasil tambang yang memberikan kontribusi besar terhadap perekonomian Sumatera Selatan adalah minyak bumi, batubara, gas bumi, panas bumi dan gas metan.

Sebagai alternatif pengembangan sumberdaya energi terutama energi baru dan terbarukan di Sumatera Selatan hingga 2009 telah dikembangkan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) sebanyak 8.885 unit dan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro sebanyak 12 unit dalam rangka mengatasi kelangkaan kelistrikan di daerah

pedesaan yang bertujuan meningkatkan pengembangan dan pemanfaatan sumberdaya energi yang berwawasan lingkungan.



Gambar-2. Peta Potensi Energi Primer di Provinsi Sumatera Selatan

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan pertumbuhan beban sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar sebesar 2.750 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel-3.2 berikut.

Tabel-3.2. Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Tahun Operasi	Kapasitas (MW)
1	New Sumsel I	PLTG	PLN	Rencana	2019	100
2	New Sumsel I	PLTG	PLN	Rencana	2018	200
3	Keramasan	PLTGU	PLN	Ongoing	2011	86
4	Gunung Megang	PLTGU	Swasta	Negosiasi	2012	30
5	Baturaja	PLTU	Swasta	Rencana	2013	10
6	Baturaja	PLTU	Swasta	Rencana	2013	10
7	Boom Baru	PLTMG	Swasta	Rencana	2011	7
8	Boom Baru	PLTMG	Swasta	Rencana	2011	7
9	Musi Rawas	PLTMG	Swasta	Rencana	2011	4
10	Musi Rawas	PLTMG	Swasta	Rencana	2011	4
11	Lumut Balai (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2013	55
12	Lumut Balai (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2013	55
13	Lumut Balai (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2014	55
14	Lumut Balai (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2014	55
15	Rantau Dedap (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2014	110
16	Rantau Dedap (FTP 2)	PLTP	Swasta	Rencana	2014	110
17	Banjar Sari	PLTU	Swasta	Rencana	2013	100
18	Banjar Sari	PLTU	Swasta	Rencana	2013	100
19	Keban Agung	PLTU	Swasta	PPA Terkendala PPA	2013	112.5
20	Keban Agung	PLTU	Swasta	Terkendala	2013	112.5
21	Simpang Belimbing	PLTU	Swasta	On Going	2011	113.5
22	Simpang Belimbing	PLTU	Swasta	On Going	2011	113.5
23	Sumsel-5	PLTU	Swasta	Rencana	2014	150
24	Sumsel-5	PLTU	Swasta	Rencana	2015	150
25	Sumsel-7	PLTU	Swasta	Rencana	2015	150
26	Sumsel-7	PLTU	Swasta	Rencana	2016	150
27	Sumsel-6	PLTU	Swasta	Rencana	2014	300
28	Sumsel-6	PLTU	Swasta	Rencana	2015	300
	Jumlah					2750

Disamping proyek-proyek pembangkit yang tertera dalam tabel-3.2 diatas, direncanakan pula pembangunan pembangkit PLTU Mine Mouth dengan kapasitas 5x600 MW di kabupaten Muara Enim yang akan disalurkan ke Jawa melalui HVDC 500 kV Jawa-Sumatera.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GI 150 kV baru yang tersebar di 10 (sepuluh) lokasi dengan kapasitas sekitar 450 MVA seperti pada Tabel-3.3.

Tabel-3.3. Pengembangan GI

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Keterangan
1	Boom Baru	APLN	2012	2 X 60	Uprating GI 70 kV
2	Tanjung Api-Api	APLN	2012	60	New
3	Sungai Lilin	APLN	2012	30	New
4	Sekayu	APLN	2012	30	New
5	Muara Dua Tebing	APLN	2013	30	New
6	Tinggi	APLN	2013	30	New
7	Muara Rupit	APLN	2014	30	New
8	Jaka Baring	APLN	2017	30	New
9	Kayu Agung	APLN	2017	30	New
10	GIS Kota I	APLN	2017	60	New
	Jumlah			450	

Rencana uprating GI Boom Baru 70 kV ke 150 kV diperlukan untuk mengantisipasi pertumbuhan beban dan menghindari masalah pemadaman di kota Palembang dengan memperbesar kapasitas gardu induk Boom Baru, yang mana GI 70 kV yang ada hampir seluruhnya berbeban di atas 80 %. Kapasitas trafo GI 70 kV hampir seluruhnya over load dan transmisi 70 kV nya pun sudah tidak memungkinkan untuk dikembangkan lagi.

Selain itu, diperlukan juga extension trafo GI eksisting yang sudah berbeban diatas 80% dengan total kapasitas trafo 870 MVA sampai tahun 2019 seperti pada tabel berikut :

Tabel-3.4. Pengembangan GI

No	Gardu Induk	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
1	Bukit Siguntang		15									15
2	Boom Baru	15										15
3	Keramasan										60	60
4	Talang Kelapa					60						60
5	Borang	15									30	45
6	Mariana				30						30	60
7	Simpang Tiga			60								60
8	Prabumulih	30						30				60
9	Bukit Asam										60	60
10	Baturaja	30			60			60				150
11	Lahat		20					30			30	80
12	Pagaralam		15					30				45
13	Lubuk Linggau		40							60		100
14	Betung	30										30
15	Gumawang	30										30
Jumlah		150	90	60	90	60	0	150	0	60	210	870

Dalam jangka menengah dan panjang, direncanakan pengembangan gardu induk 275 kV, 500 kV dan stasiun converter HVDC 500 kV yang diperlukan untuk mengalirkan daya dari Sumatra ke Jawa dan sebaliknya. Adapun rincian gardu induk tersebut seperti pada tabel-3.5.

Tabel-3.5. Pengembangan GI 275 kV, 500 kV dan 500 kV HVDC

Propinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Kap	Biaya MUSD
Sumsel	Lahat	275/150 kV	Baru	1000	35.50
Sumsel	Lubuk Linggau	275/150 kV	Baru	250	20.32
Jambi	Bangko	275/150 kV	Baru	250	21.08
Jambi	Muara Bungo	275/150 kV	Baru	250	20.08
Jambi	Muara Bungo	275/150 kV	Extension	250	13.43
Sumsel	Muara Enim	275/150 kV	Baru	0	15.57
Sumsel	Lahat	275/150 kV	Extension	0	4.32
Sumsel	Gumawang	275/150 kV	Baru	500	25.33
Sumsel	Betung	275/150 kV	Baru	500	27.49
Jambi	Aur Duri	275/150 kV	Baru	500	27.49
Sumsel	Bayung Lincir	275/150 kV	Baru	0	13.41
Sumsel	Muara Enim	500/275 kV	Baru	1000	54.31
Sumsel	Muara Enim HVDC Converter	500 kV DC	Baru	3000	324.00
Sumsel	Sungai Lilin	275/150 kV	Baru	125	18.71
Jambi	Cirenti	275/150 kV	Baru	0	8.95
Jambi	U-Jambi	275/150 kV	Baru	0	8.95
Jambi	Aur Duri	500/275 kV	Baru	1000	36.22

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV , 275 kV, 500 kV dan HVDC 500 kV sepanjang 3.153 kms sampai dengan tahun 2019 dengan kebutuhan dana sekitar USD 620,2 Juta seperti ditampilkan dalam Tabel-3.6.

Tabel-3.6. Pembanguan SUTT 150 kV, 275 kV, 500 kV dan HVDC 500kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Bukit Asam	Lahat (Uprating dari 1x240 mm2)	150 kV	2 cct, AC3 240 mm2	94	6.6	2010
2	Lahat	Pagar Alam	150 kV	1 2nd cct, 1 HAWK	47	1.5	2011
3	Lahat	PLTU Sumsel-4 (Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	180	17.7	2011
4	Borang	Boom Baru	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	27	2.5	2012
5	Tanjung Api-api	Incomer (Borang-Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	40	3.6	2012
6	Betung	Sungai Lilin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	180	40.5	2012
7	Sungai Lilin	Aur Duri	150 kV	2 cct, 2 Zebra	184	41.4	2012
8	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	3.9	2012
9	PLTU Banjarsari	Incomer (Lahat - PLTU S. Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	2	0.2	2013
10	PLTU Banjarsari	Incomer (Lahat - PLTU S. Belimbing)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	2	0.2	2013
11	Lahat	PLTU Sumsel-2 (Keban Agung)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2013
12	Baturaja	Muara Dua	150 kV	1 cct, 1 HAWK	62	4.9	2013
13	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	1 cct, 1 HAWK	75	6.0	2013
14	PLTP Lumut Balai (FTP 2)	Lahat	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	4.9	2013
15	Baturaja	Muara Dua	150 kV	1 2nd cct 1 HAWK	62	2.2	2013
16	PLTP Lumut Balai (FTP 2)	PLTP Rantau Dedap (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	50	3.8	2014
17	Tap Lumut Balai	Lahat (Uprating dari 1x240 mm2)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	47	4.6	2015
18	Jakabaring	Incomer (Kramasan - Mariana)	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	1	0.1	2017
19	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	8.9	2017
20	Talang Kelapa	GIS Kota I	150 kV	2 cct, 2 x 330 mm2	90	8.1	2017
21	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 1 HAWK	100	5.5	2019
22	Lahat	Muara Enim	275 kV	2 cct, 2 Zebra	70	15.8	2014
23	Muara Enim	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	290	65.3	2014
24	Muara Enim	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	350	78.8	2014
25	Bayung Lincir	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	130	29.3	2014
26	Muara Enim	PLTU MT HVDC A	500 kV	2 cct 4 Zebra	400	133.4	2016
27	Muara Enim	PLTU MT HVDC B	500 kV	2 cct 4 Zebra	100	33.3	2016
28	Muara Enim	perbatasan Lampung	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	200	67.2	2016
29	Betung	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	27.0	2015
	Jumlah				3,153	620.2	

Pengembangan Distribusi.

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru sebesar 684.540 pelanggan atau rata-rata 68.454 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan

Tegangan Menengah (JTM) 6.500 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 5.441 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 523 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel-3.7 berikut.

Tabel-3.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	376	311	31	42828
2011	436	367	35	49195
2012	474	395	37	52010
2013	519	433	42	56354
2014	569	475	45	60925
2015	629	527	51	66597
2016	754	632	60	78582
2017	834	699	68	85745
2018	918	770	73	92917
2019	993	834	81	99385
2010-2019	6501	5442	523	684540

A10.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-4.1

Tabel-4.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	2,640.3	2,950.6	484.6		90	94	29.6
2011	2,895.3	3,207.7	529.7	328.0	270	227	459.4
2012	3,188.8	3,504.4	581.8	30.0	1,520	501	220.2
2013	3,517.0	3,860.8	644.3	555.0	60	293	954.5
2014	3,861.7	4,234.6	709.6	520.0	1,215	890	1,435.1
2015	4,231.0	4,634.4	773.0	750.0	90	167	1,122.4
2016	4,631.6	5,067.6	840.8	1,460.0	4,090	700	2,812.4
2017	5,074.1	5,545.7	915.1	1,200.0	210	181	2,028.8
2018	5,553.7	6,063.4	989.0	800.0	90		947.8
2019	6,072.7	6,622.8	1,076.2	100.0	180	100	124.0
Jumlah	41,666.1	45,691.9	7,544.0	5,743.0	7,815	3,153	10,134.1

LAMPIRAN A.11

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI BENGKULU

A11.1.KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Bengkulu yang dikelola oleh cabang Bengkulu saat ini mempunyai beban puncak sekitar 83,66 MW terdiri dari 69,66 MW beban puncak GI dan 14 MW beban puncak sistem isolated. Suplai utama dipasok dari sistem Interkoneksi Sumbagsel-Teng melalui transmisi 150 kV dan 70 KV, serta dipasok dari sistem isolated PLTD skala kecil yang dikelola oleh PLN Wilayah S2JB dan 1 unit PLTMH.



Gambar-1 Sistem Kelistrikan Propinsi Bengkulu

Cabang Bengkulu disuplai dari 3 Gardu Induk dengan total kapasitas terpasang trafo GI 110 MVA. Terdiri dari 2 GI 70/20 kV dengan kapasitas 80 MVA berbeban 73 % dan 98 % serta 1 GI 150/20 kV dengan kapasitas 30 MVA berbeban 57,4 %.

Pembangkit PLN yang ada di Bengkulu :

1. PLTA Musi dengan daya mampu 3x70 MW
2. PLTA Tes dengan daya mampu 4x4 MW

Pembangkit Isolated di Propinsi Bengkulu yang dikelola oleh PLN Wilayah S2JB lokasi tersebar, dengan total kapasitas terpasang : 18,1 MW.

Tabel-1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	PLTA Musi	PLTA	Air	KIT SBS	210 MW
2	PLTA Tes	PLTA	Air	KIT SBS	16 MW
3	PLTD Isolated	HSD	Diesel	PLN WS2JB	16,5 MW
4	PLTM Isolated	PLTM	Air	PLN WS2JB	1,6 MW
Jumlah					244,1 MW

A11.2.PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI BENGKULU

Bengkulu memiliki 9 Kabupaten, 1 Ibu kota propinsi. Ratio elektrifikasi provinsi Bengkulu saat ini baru 55,4 % , Provinsi Bengkulu memiliki posisi yang strategis di pantai barat Sumatera dan menghadap ke Samudera Hindia maka daerah ini memiliki potensi ekonomi yang cukup besar di sektor perikanan. Sektor pertanian dan perkebunan merupakan sektor utama penopang ekonomi daerah ini. Untuk kegiatan agribisnis potensi lahan yang dapat dikembangkan mencapai 555.699 ha. (sumber :http://www.bi.go.id/web/id/DIBI/Info_Publik/Ekonomi_Regional/Profil/Bengkulu/Ekonomi.htm)

a. Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 5,59% per tahun dan pengaruh krisis finansial global hanya bersifat jangka pendek.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,32% pertahun

- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8, 6% pada tahun 2019
- ✓ Rasio elektrifikasi mencapai 85,8 % pada tahun 2009
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 2,02

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Bengkulu 2010-2019

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik dihitung dengan software DKL 3.01, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	415	453	80	257,625
2011	452	491	86	269,398
2012	496	535	93	282,235
2013	553	596	103	299,394
2014	628	678	116	323,970
2015	713	771	132	351,850
2016	809	875	149	383,700
2017	909	983	166	414,905
2018	1,014	1,098	184	445,592
2019	1,118	1,224	205	473,197
Growth (%)	11.687	11.267	10.622	7.109

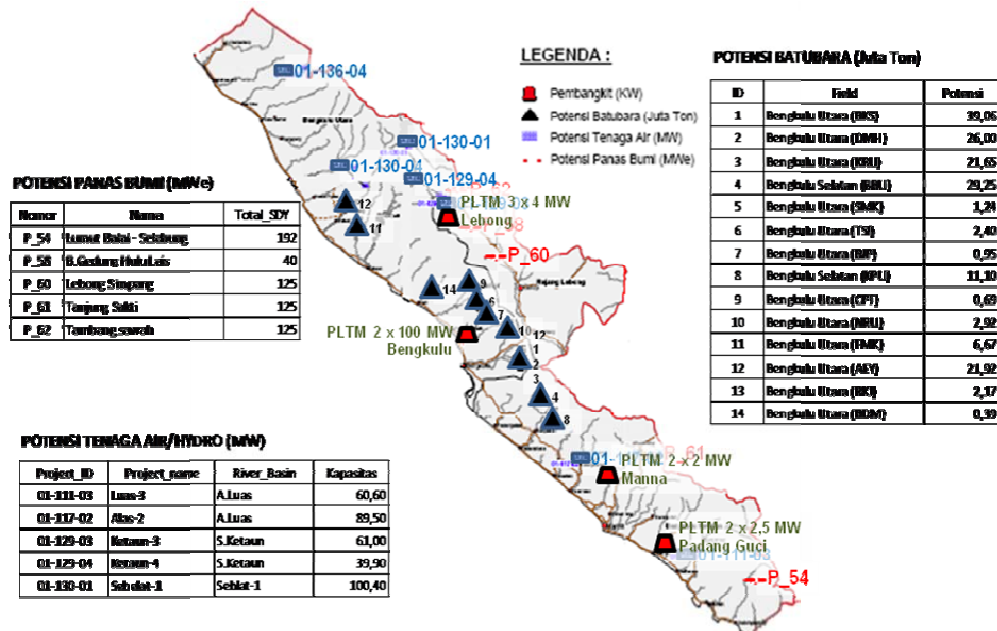
A11.3.PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Bengkulu untuk membangkitkan energi listrik terdiri dari potensi energi renewable seperti air dan panas bumi dengan perkiraan potensi mencapai 400 MW untuk PLTA dan 500 MW PLTP, Untuk energi fosil,

perkiraan cadangan batubara sebesar 120 Juta ton. Gambar -2 memperlihatkan sebaran dan jumlah potensi energi tersebut.



Gambar-2. Peta Potensi Energi Primer di Propinsi Bengkulu

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 169 MW di 6 lokasi, Porsi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) sebesar 110 MW (65%), PLTA dan PLTM sebesar 45 MW (27%) dan PLTU sebesar 14 MW (8%) dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel-3.1 berikut.

Tabel-3.1. Pengembangan Pembangkit

No.	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Tahun Operasi	Kapasitas MW
1	Kaur / Ipuh	PLTU	PLN	Rencana	2012	6
2	Manna	PLTM	Swasta	On Going	2011	4
3	Lebong	PLTM	Swasta	On Going	2011	12
4	Muko-Muko	PLTU	Swasta	Rencana	2011	4
5	Muko-Muko	PLTU	Swasta	Rencana	2014	4
6	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	Rencana	2013	55
7	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	Rencana	2014	55
8	Simpang Aur1(FTP 2)	PLTA	Swasta	Rencana	2014	12

9	Simpang Aur2(FTP 2)	PLTA	Swasta	Rencana	2014	18
Jumlah						169

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Rencana Pengembangan Gardu induk (GI) di sistem kelistrikan Bengkulu hingga tahun 2019 terdapat 12 kegiatan, 3 penambahan Gardu Induk(GI) Baru dan 9 pengembangan Gardu Induk Eksisting. Dengan beroperasinya 3 gardu induk baru nantinya akan menghubungkan semua sistem isolated ke sistem transmisi SUMBAGSEL-TENG. Total penambahan kapasitas Trafo GI mencapai 270 MVA dengan estimasi kebutuhan dana 18,26 M USD. Rincian kegiatan terangkum di tabel-3.2

Tabel-3.2. Pengembangan GI 150/20 KV dan 70/20 KV

No	Lokasi	Ratio Tegangan	COD	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana M USD	Keterangan
1	Sukamerindu	70/20	2009	30	1.39	Extension
2	Manna	150/20 kV	2011	30	2.00	Baru
3	Pulo Baai	150/20 kV	2013	60	4.00	Baru
4	Pekalongan Ext LB	150/20 kV	2013	2 LB	1.23	Extension
5	Mukomuko	150/20 kV	2013	20	2.38	Baru
6	Pekalongan Ext LB	150/20 kV	2013	2 LB	1.23	Extension
7	Tes	150/20 kV	2013	5	0.57	Extension
8	Pekalongan	150/20 kV	2014	30	1.39	Extension
9	Sukamerindu	70/20 kV	2017	60	2.10	Extension
10	Pulo Baai	150/20 kV	2018	30	1.39	Extension
Jumlah				270	18.26	

Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan Gardu Induk dan pembangkit , dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi, total 5 rencana kegiatan pengembangan jaringan

transmisi dengan volume 527 kms, dibutuhkan biaya sebesar 30,9 Juta USD, rincian kegiatan terdapat pada tabel-3.3

Tabel-3.3. Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Pekalongan	Sukamerindu (Uprating)	70 kV	2 cct, TACSR 185 mm	122	2.1	2010
2	Pagar Alam	Manna	150 kV	1 cct, 1 HAWK	48	3.8	2011
3	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	90	5.0	2013
4	Kambang	Mukomuko	150 kV	1 cct, 1 HAWK	123	9.8	2013
5	Pekalongan	PLTP Hulu Lais (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	120	9.2	2013
6	PLTA Musi	PLTA Simpang Aur 1 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 x 135 mm ²	12	0.5	2015
7	PLTA Simpang Aur 1 (FTP 2)	PLTA Simpang Aur 2 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 x 135 mm ²	12	0.5	2015
Jumlah					527	30.9	

Pengembangan Distribusi.

Proyeksi pertumbuhan pelanggan untuk asumsi pertumbuhan beban diatas mendekati jumlah 169 ribu pelanggan baru untuk kurun waktu 2010-2019, dengan kebutuhan penambahan jaringan tegangan menengah (JTM) sebanyak 1.002 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sepanjang 1.042 kms dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 100,2 MVA

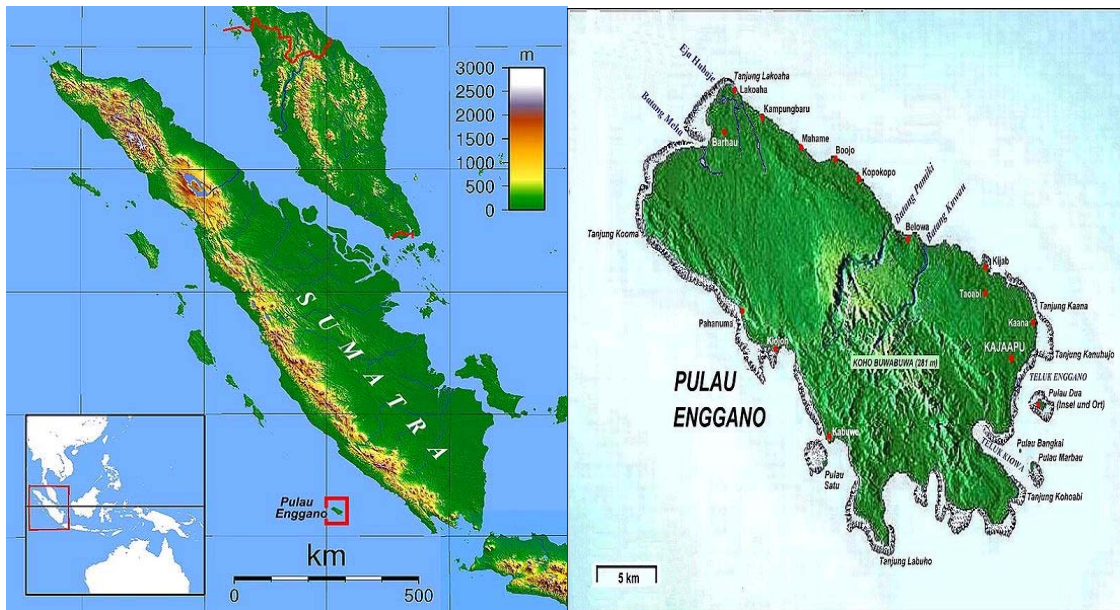
Tabel-3.4. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	58.0	59.5	5.9	19,044
2011	67.2	70.3	6.7	21,875
2012	73.0	75.6	7.1	23,127
2013	79.9	83.0	8.0	25,058
2014	87.6	91.1	8.6	27,091
2015	97.0	100.8	9.8	29,613
2016	116.2	121.0	11.4	34,942
2017	128.5	133.9	13.0	38,127
2018	141.5	147.5	14.0	41,316
2019	153.0	159.7	15.6	44,193
2010-2019	1,001.9	1,042.2	100.2	304,387

A11.4.KONDISI KHUSUS KEPULAUAN ENGGANO

Kondisi Geografis

Pulau Enggano adalah pulau terluar Indonesia yang terletak di samudra Hindia dan berbatasan dengan negara India. Pulau Enggano ini merupakan bagian dari wilayah pemerintah Kabupaten Bengkulu Utara, Provinsi Bengkulu, dan merupakan satu kecamatan. Pulau ini berada di sebelah barat daya dari kota Bengkulu dengan koordinat $5^{\circ} 31' 13''$ LS, $102^{\circ} 16' 0''$ BT.



Gambar.3 Kondisi Geografis Kepulauan Enggano

Total luas pulau enggano mencapai 40 Hektar, dengan jumlah penduduk mencapai 3000 jiwa. Daerah yang berpenghuni rata2 berada di daerah tepian pantai.

A11.5. KONDISI KELISTRIKAN DAN RENCANA PENGEMBANGAN

Kebutuhan listrik untuk penduduk pulau Enggano saat ini disediakan secara mandiri oleh masyarakat dengan menggunakan genset dan PLT Surya yang rencana pengembangannya dilaksanakan oleh Pemerintah Daerah.

Melihat kondisi geografis dan sebaran penduduknya, penyediaan tenaga listrik untuk pulau enggano lebih memungkinkan untuk dilayani menggunakan pembangkit-pembangkit renewabel mandiri seperti tenaga surya ataupun angin.

Hingga saat ini potensi energi primer dan perkiraan beban untuk pulau enggano ini belum terdata dengan baik.

A11.6.RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-5.1

Tabel-5.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ¹ M USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2009	370	421	75		30		3.5
2010	415	453	80			122	7.0
2011	452	491	86	20	30	48	11.4
2012	496	535	93	6			6.0
2013	553	596	103	55	85	333	34.9
2014	628	678	116	59	30		8.3
2015	713	771	132	29			7.4
2016	809	875	149				8.5
2017	909	983	166		60		11.2
2018	1,014	1,098	184		30		11.2
2019	1,118	1,224	205				10.6
Jumlah				169	265	503	120

^{*)} Sudah termasuk Investasi Distribusi dan Transmisi

LAMPIRAN A.12

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI LAMPUNG

A12.1.KONDISI SAAT INI

Sistem Ketenagalistrikan di Propinsi Lampung yang merupakan wilayah kerja PT. PLN (Persero) Wilayah Lampung adalah bagian dari sistem interkoneksi jaringan listrik se-Sumatera dimana sistem Interkoneksi tersebut terdiri dari Pembangkit, Jaringan Transmisi 150 kV dan Gardu Induk 150/20 kV yang disebut Sub Sistem Lampung. Meliputi GI – GI atau daerah-daerah sebagai berikut : Kalianda di Lampung Selatan, Bandar Lampung, Metro, Sribawono di Lampung Timur, Tegineneng di Pesawaran, Seputih Banyak dan Adijaya di Lampung Tengah, Blambangan Umpu di Way Kanan, Kotabumi di Lampung Utara sampai kota Menggala di Kabupaten Tulang Bawang seperti ditunjukkan pada gambar-1 dibawah ini.



**Gambar-1 Lay Out Sistem Interkoneksi & Isolated
Sistem Lampung Existing**

Beberapa sistem di wilayah kerja PLN Lampung yang belum tersambung dengan sistem interkoneksi meliputi : Sistem tersebar yang relatif kecil ($< 0,5$ MW) yang pada umumnya merupakan PLTD Listrik Pedesaan dengan jam operasi 12 jam per hari yang tersebar di lokasi yang relative terpencil seperti Pulau Sebesi di Lampung Selatan, Pugung Tampak dan Bengkuntat di Lampung Barat (untuk Lampung Barat direncanakan di grid tahun 2010)

Mulai tahun 2011 sampai dengan tahun 2019, Sub Sistem Lampung akan terus dikembangkan meliputi daerah-daerah sebagai berikut : Kota Agung di Kabupaten Tanggamus, Liwa dan Ulubelu di Kabupaten Lampung Barat, Pakuan Ratu di Kabupaten Tulang Bawang Barat dan Simpang Pematang di Kabupaten Mesuji. Disamping Gardu Induk-Gardu Induk baru yang berada di kabupaten lama seperti Gedong Tataan, Teluk Ratai, Sukadana, dan Ketapang seperti Gambar-2 dibawah ini.



Gambar-2 Lay Out Sistem Interkoneksi & Isolated Sistem Lampung berikut Pengembangannya

Beban puncak di Wilayah Lampung pada tahun 2009 adalah sebesar 438,81 MW dengan total produksi energi sebesar 2.318,6 GWh. Produksi dari Sistem interkoneksi

sebesar 2.315,81 GWh atau sekitar 99,88 % dari total produksi Wilayah lampung, sisanya dihasilkan oleh sistem isolated tersebar.

Tabel-1.1 berikut ini memperlihatkan komposisi sistem tenaga listrikan di Wilayah Lampung.

Tabel-1.1 Komposisi Beban pada Tahun 2008

SISTEM	PRODUKSI		BEBAN PUNCAK	FAKTOR BEBAN
	GWH	%	MW	%
SISTEM INTERKONEKSI	2,315.81	99.88	438.00	58.98
SISTEM ISOLATED TERSEBAR	2.79	0.12	0.81	32.43
TOTAL SIST. LAMPUNG	2,318.60	100.00	438.81	58.92

Rincian Pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada tabel-1.2

Tabel-1.2 Kapasitas Pembangkit

PEMBANGKIT	DAYA TERPASANG	DAYA MAMPU
	(MW)	(MW)
PLTA BESAI 1	45.0	44.4
PLTA BESAI 2	45.0	44.4
PLTA BATUTEGI 1	14.8	14.1
PLTA BATUTEGI 2	14.8	14.1
PLTU TARAHAH 3	100.0	100.0
PLTU TARAHAH 4	100.0	100.0
PLTD TARAHAH 2	6.4	5.5
PLTD TARAHAH 4	8.8	6.2
PLTD TELUK BETUNG 7	4.0	3.3
PLTD TELUK BETUNG 8	4.0	3.3
PLTD TELUK BETUNG 10	6.3	4.8
PLTD TEGINENENG 1	9.4	6.8
PLTD TEGINENENG 2	9.4	6.8
PLTD TEGINENENG 3	9.4	6.8
TOTAL	377.3	360.5

Kekurangan pasokan daya pada waktu beban puncak di suplai oleh sistem interkoneksi sumbagselteng yang mempunyai kemampuan daya sampai dengan 240 MW.

A12.2.PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan penjualan tenaga listrik khususnya provinsi Lampung dalam lima tahun terakhir masih tetap tinggi yaitu sekitar 11,88 %. Pertumbuhan ini masih berpotensi untuk terus meningkatkan ratio elektrifikasi, karena pada tahun 2009 baru mencapai 55 %.

a. Asumsi

- ✓ Prakiraan pertumbuhan penjualan tenaga listrik dalam penyusunan RUPTL ini dihitung dengan menggunakan program DKL 3.02 dengan asumsi pertumbuhan ekonomi daerah Lampung sebesar 4,02 s/d 5,94 % pertahun dengan memperhatikan realisasi pengusaha tahun 2003 s.d 2008 serta sasaran di tahun 2009.
- ✓ Pertumbuhan Penduduk diproyeksikan 1,2% pertahun.
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi sebesar 8 % di tahun 2019.
- ✓ Rasio Elektrifikasi mencapai 100 % pada tahun 2025.
- ✓ Perencanaan kebutuhan pengembangan sarana penyediaan tenaga listrik (pembangkitan, penyaluran dan distribusi) direncanakan secara optimal untuk dapat memenuhi kebutuhan dan tidak direncanakan adanya defisit pasokan daya listrik sesuai scenario prakiraan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di atas.
- ✓ Proyeksi kebutuhan sarana sistem distribusi tenaga listrik dengan scenario prakiraan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di atas disusun berdasarkan :
 - a) Kebutuhan penambahan jaringan distribusi untuk memenuhi penjualan energi, penambahan pelanggan dan daya tersambung pelanggan baru maupun pelanggan lama.
 - b) Untuk meningkatkan efisiensi, mutu dan keandalan pelayanan pasokan listrik.

b. Proyeksi Kebutuhan Listrik Povinsi Lampung 2010 - 2019

Dari realisasi pengusaha lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 seperti pada tabel-2.1. berikut.

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi Energy (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2009	2,020.23	2,241.74	456	954,878
2010	2,222.00	2,458.37	495	999,078
2011	2,444.64	2,696.74	537	1,058,452
2012	2,689.17	2,957.79	583	1,121,593
2013	2,958.65	3,247.06	633	1,188,765
2014	3,253.56	3,562.90	688	1,260,855
2015	3,578.48	3,910.16	747	1,336,998
2016	3,950.19	4,311.61	816	1,414,376
2017	4,361.21	4,755.05	891	1,500,859
2018	4,815.80	5,244.98	456	1,592,354
2019	5,318.63	5,786.33	1,063	1,689,934

A12.3.PENGEMBANGAN KETENAGALISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Dalam upaya pengurangan emisi, disamping penggunaan teknologi bersih lingkungan dan pengurangan pencemaran, pemanfaatan energi non BBM perlu dioptimalkan. Tujuannya untuk menjamin penyediaan energi yang berkesinambungan dalam kapasitas mutu yang sesuai dengan kebutuhan dan terkendali. Kondisi tersebut sesuai dengan kebijakan pemerintah dalam upaya diversifikasi energi, terutama untuk mengurangi sebesar mungkin ketergantungan akan energi fosil atau bahan bakar minyak bumi dan beralih ke energi ramah lingkungan yang pada akhirnya dapat meningkatkan kesejahteraan masyarakat yang berarti terbukanya peluang kesempatan untuk berusaha dalam pengembangan dan pemanfaatan energi.

Data berikut ini adalah data dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Lampung yang menguraikan beberapa potensi energi yang berada di Provinsi Lampung.

Potensi Tenaga Air untuk PLTA

Tabel-3.1. Potensi Tenaga Air

No.	Lokasi	Kapasitas (MW)	No.	Lokasi	Kapasitas (MW)
I	Mesuji Tulang bawang		III	Semangka	
1	Besai / Umpu	7.50	1	Semangka Atas I	26.8
2	Giham Pukau	16.00	2	Semangka Atas II	23.2
3	Giham Aringik	80.00	3	Semangka Atas III	28.2
4	Tangkas	1.60	4	Semangka Bawah I	35.5
5	Campang Limau	1.00	5	Semangka Bawah II	40.4
6	Sinar Mulia	978.00	6	Semung I	23.8
7	Way Abung	600.00	7	Semung II	38.7
8	Way Umpu	600.00	8	Semung III	11.6
			9	Manula I	5.7
			10	Manula II	8.4
			11	Simpang Lunik I	6.1
II	Seputih / Sekampung		12	Simpang Lunik II	3.8
1	Bumiayu	39.20	13	Simpang Lunik III	3.9

Potensi Panas Bumi

Tabel-3.2 Potensi Panas Bumi untuk Pembangkit

No.	Area	Regency	Potency (Mwe)		Reserve (Mwe)			Proposed Utilization
			Speculative	Hipothetic	Possible	Probable	Proven	
1	Way Umpu	Way Kanan	100	-	-	-	-	B,D
2	Danau Ranau	Lampung Barat	-	185	222	37	-	A,D
3	Purunan	Lampung Barat	25	-	-	-	-	D
4	Gn. Sekincau	Lampung Barat	-	100	130	-	-	B,D
5	Bacingot	Lampung Barat	225	-	-	-	-	B,D
6	Suoh Antata	Lampung Barat	-	163	300	-	-	A,D
7	Pajar Bulan	Lampung Barat	100	-	-	-	-	B,D
8	Natar	Lampung selatan	25	-	-	-	-	D
9	Ulu Belu	Tanggamus	-	156	380	-	110	A
10	Lempasing	Lampung selatan	225	-	-	-	-	B,D
11	Way Ratai	Lampung selatan	-	194	-	-	-	B,D
12	Kalianda	Lampung selatan	-	40	40	-	-	B,D
13	Pmt. Belirang	Lampung selatan	225	-	-	-	-	B,D
Total Potency = 2,855 Mwe			925	838	1,072	37	110	

Notes : A = Big Scale Elacttrik Power Generation

B = Small Scale Elektrik Power Generation

C = Smally System Elektrik Power Generation

D = Direct Used (heating, drying, strilization etc) or Tourism

Potensi Biomassa dan Pengembangan Tanaman Jarak

Tabel-3.3 Potensi Biomassa

No.	LOKASI	KETERANGAN
1	PT. INDOLAMPUNG PERKASA	AMPAS TEBU (BAGASSE)
2	PT. SWEET INDO LAMPUNG	AMPAS TEBU (BAGASSE)
3	PT. GUNUNG MADU PLANTATION	AMPAS TEBU (BAGASSE)
4	PT. GULA PUTIH MATARAM	AMPAS TEBU (BAGASSE)
5	PTP. VII (BUNGA MAYANG)	AMPAS TEBU (BAGASSE)
6	PTP.VII (REJOSARI)	CANGKANG KELAPA SAWIT

Tabel-3.4 Potensi Tanaman Jarak

No.	LOKASI	LUAS LAHAN (Ha)
1	LAMPUNG BARAT	11,284
2	TANGGAMUS	26,321
3	LAMPUNG SELATAN	2,592
4	LAMPUNG TIMUR	2,257
5	LAPUNG TENGAH	545
6	LAMPUNG UTARA	2,167
7	WAY KANAN	10,527
8	TULANG BAWANG	33,485
9	BANDAR LAMPUNG	358
10	METRO	-
Luas Lahan Total		89,536.00

Potensi Batubara

Tabel-3.5 Lokasi Potensi Batubara

Lokasi	Kegiatan	Keterangan		
Umbul solo	Sudah Ditambang	Cad Indikasi	: 867,008	ton
Way Cempedak		Kadar air	: 11.5	%
Desa Tangkit Serdang		Abu	: 5.8	%
Kec. Pugung		Zat Terbang	: 41.2	%
Kab. Tanggamus		Karbon Padat	: 41.50	%
		Berat Jenis	: 1.24	%
		Sulfur	: 5.9	%
		Kalori	: 6,110	kal/kg
Dusun Batubrak	Penyelidikan	Kalori	: 4,715 - 4928	kal/kg
Desa Way Nipah	Pendahuluan			
Kec. Pematang Sawah				
Kab. Tanggamus				
Desa Batu Bedil	Penyelidikan	Kadar air	: 3.04	%
Way Pidada Atas	Pendahuluan	Abu	: 36.1	%
Sebarang Bawang		Kalori	: 4,803.0	kal/kg
Kab. Lampung selatan				
Desa Baturaja	Penyelidikan	Luas	: 1	ha
Desa Bawang	Pendahuluan	Kadar air	: 1.52 - 2.14	%
Kec. Punduh		Abu	: 19.5 - 48.3	%
Lampung Selatan		Kalori	: 4,891 - 5,840	kal/kg
Bukit Gemuruh	Penyelidikan	Kadar air	: 35.16 - 38.64	%
Kec. Way Tuba	Pendahuluan	Abu	: 7.40 - 8.5	%
Kab. Way Kanan		Kalori	: 5,086 - 5,672	kal/kg
Desa Linggapura	Sudah Ditambang	Cad. Terbukti	: 2,358,855	ton
Kec. Padang Ratu		Luas	: 333.0	ha
Kab. Lampung Tengah		Kadar Air	: 8.02	%
		Abu	: 7.81	%
		Kalori	: 6,128.0	kal/kg
Way Galing	Penyelidikan	Cad. Tereka	: 31,000	ton
Desa Ogan Jaya	Pendahuluan	Luas	: 0.5	ha
Kec. Padang Ratu		Kadar Air	: 5.52 - 7.9	%
Keb Lampung Tengah		Abu	: 7.34 - 7.53	%
		Kalori	: 6,141 - 6,307	kal/kg
Desa Muara Topeng	Penyelidikan	Cad. Tereka	: 4,500	ton
Kec. Padang Ratu	Pendahuluan	Luas	: 1.0	ha
Kab. Lampung Tengah		Kadar Air	: 2.16 - 6.08	%
		Abu	: 7.04 - 25.92	%
		Kalori	: 4,652 - 6,384	kal/kg
Desa Fajar Baru	Penyelidikan	Cad. Terbukti	: >30,000,000	ton
Simpang Peatang	Pendahuluan	Abu	: 5.3 - 29.8	%
Adi Luhur		Kadar Air	: 14.8 - 17.6	%
Kangungang Dalam		Sulfur	: 0.35 - 0.92	%
Sidomulyo		Karbon	: 20 - 33.8	%
Wiraraja		Kalori	: 2,985 - 4,908	kal/kg
Karya Bukti				
Tunggal Warga				
Mercu Buana				
Kab. Tulang Bawang				

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1339 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel-3.6 berikut.

Tabel-3.6 Pengembangan Pembangkit

No	Owner	JENIS	PROYEK	MW	COD	STATUS
1	Swasta	PLTU	Lampung Tengah	6.0	2013	PPA Terkendala
2	Swasta	PLTU	Lampung Tengah	6.0	2013	PPA Terkendala
3	Swasta	PLTU	Kalianda	6.0	2013	PPA Terkendala
4	Swasta	PLTU	Kalianda	6.0	2013	PPA Terkendala
5	PLN	PLTP	Ulubelu	55.0	2011	On Going
6	PLN	PLTP	Ulubelu	55.0	2012	On Going
7	PLN	PLTU	Tarahan (FTP1)	100.0	2011	On Going
8	PLN	PLTU	Tarahan (FTP1)	100.0	2011	On Going
9	Swasta	PLTP	Ulubelu #3 (FTP2)	55.0	2013	Rencana
10	Swasta	PLTP	Ulubelu #4 (FTP2)	55.0	2014	Rencana
11	Swasta	PLTP	Wai Ratai	55.0	2019	Rencana
12	Swasta	PLTP	Danau Ranau	55.0	2018	Rencana
13	Swasta	PLTP	Danau Ranau	55.0	2019	Rencana
14	Swasta	PLTP	Suok Sekincau	55.0	2018	Rencana
15	Swasta	PLTP	Suok Sekincau	55.0	2019	Rencana
16	Swasta	PLTP	Rajabasa (FTP2)	110.0	2014	Rencana
17	Swasta	PLTP	Rajabasa (FTP2)	110.0	2014	Rencana
18	Swasta	PLTU	Tarahan #1,2	200.0	2018	Rencana
19	Swasta	PLTU	Tarahan #1,2	200.0	2019	Rencana
Jumlah				1,339.0		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Pengembangan Gardu Induk (GI) dari tahun 2009 sampai dengan 2019 sebanyak 15 (lima belas) lokasi seperti tabel dibawah ini.

Tabel-3.7 Pengembangan Gardu Induk 150 kV

No.	Nama Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	MVA	COD
1	NEW TARAHAH	150/20 kV	New	30	2010
2	SUKARAME	150/20 kV	New	60	2010
3	BLAMBANGAN UMPU	150/20 kV	New	30	2009
4	SEPUTIH BANYAK	150/20 kV	New	60	2010
5	ULU BELU	150/20 kV	New	30	2011
6	KOTA AGUNG	150/20 kV	New	30	2012
7	LIWA	150/20 kV	New	30	2012
8	GEDONG TATAAN	150/20 kV	New	30	2013
9	TELUK RATAI	150/20 kV	New	30	2014
10	KETAPANG (BAKAUHENI)	150/20 kV	New	30	2014
11	SIMPANG PEMATANG	150/20 kV	New	30	2015
12	PAKUAN RATU	150/20 kV	New	30	2016
13	LANGKAPURA	150/20 kV	New	60	2017
14	SUKADANA	150/20 kV	New	30	2018
15	BENGKUNAT	150/20 kV	New	30	2019

Pengembangan Transmisi

Pengembangan Transmisi dari tahun 2009 sampai dengan 2019 diperlihatkan pada tabel dibawah ini

Tabel-3.8 Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Bukit Kemuning	Kotabumi (Uprating dari 1x240 mm ²)	150 kV	2 cct, AC3 240 mm ²	76	5.1	2010
2	PLTU Tarahan	Incomer (New Tarahan - Kalianda)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2011
3	PLTP Ulubelu 1,2	pi Incomer (Pagelaran - Batutegi)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2011
4	PLTP Ulubelu 1,2	PLTP Ulubelu 3,4 (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	20	1.5	2013
5	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	11.8	2011
6	Pagelaran	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	80	4.4	2012
7	Liwa	Incomer (B.Kemuning - Besai)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	200	11.1	2012
8	Natar	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2013
9	PLTP Rajabasa (FTP 2)	Kalianda	150 kV	2 cct, 2 HAWK	40	3.1	2014
10	Teluk Betung	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3.3	2014
11	Kalianda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	8.9	2014
12	Menggala	Simpang Pematang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	150	8.3	2015
13	Pakuan Ratu	Incomer (Gumawang - Menggala)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2016
14	Langkapura	2 pi Incomer (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	1	0.1	2017
15	Besai	PLTP Suoh Sekincau	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2.1	2018
16	Sukadana	Incomer (S.Banyak - Sribawono)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	1	0.1	2018
17	Liwa	Bengkunat	150 kV	2 cct, 1 HAWK	130	7.2	2019
18	Ketapang	perbatasan Sumsel	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	600	201.6	2016
19	PLTP Wai Ratai	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2.2	2019
	Jumlah				1,748	277.3	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan Distribusi dari tahun 2009 sampai dengan 2019 terlihat dari tabel dibawah ini

Tabel-3.9 Pengembangan Distribusi

No	TAHUN	JTM	JTR	Trafo		Pelanggan
		(kms)	(kms)	MVA	(buah)	
1	2009	143.55	403.77	42.58	578	50,000
2	2010	110.23	356.40	39.57	539	44,200
3	2011	176.36	318.05	36.90	510	59,374
4	2012	137.20	289.39	34.92	548	63,141
5	2013	130.07	297.86	37.52	588	67,172
6	2014	122.31	306.22	40.27	634	72,090
7	2015	114.62	315.87	43.38	676	76,142
8	2016	104.96	322.94	46.29	715	77,378
9	2017	92.27	327.57	48.97	786	86,483
10	2018	85.35	344.25	53.78	839	91,496
11	2019	74.20	351.86	57.39	898	97,579
12	2020	62.98	361.03	61.49	959	103,325
TOTAL		1,147.56	3,230.41	439.01	6,734	735,056

A12.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel-4.1.

Tabel-4.1. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	2,222.0	2,458.4	494.8		90	76	23.5
2011	2,444.6	2,696.7	537.0	255.0	80	161	332.8
2012	2,689.2	2,957.8	582.9	55.0	120	280	121.1
2013	2,958.6	3,247.1	633.3	79.0	210	80	212.7
2014	3,253.6	3,562.9	687.8	275.0	240	190	662.3
2015	3,578.5	3,910.2	747.3		180	150	34.8
2016	3,950.2	4,311.6	815.8		30	601	223.7
2017	4,361.2	4,755.0	890.8		180	1	28.1
2018	4,815.8	5,245.0	972.9	310.0	210	39	560.0
2019	5,318.6	5,786.3	1,063.0	365.0	30	170	692.7
Jumlah	35,592.3	38,931.0	7,425.5	1,339.0	1,370	1,748	2,891.8

LAMPIRAN A.13

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

A13.1.KONDISI SAAT INI

Sistem ketenagalistrikan di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi dan beberapa sistem terisolasi. Sistem interkoneksi melalui jaringan transmisi 150 kV yang disebut sistem Khatulistiwa, meliputi sekitar kota Pontianak dan pada awal tahun 2010 sistem Singkawang terinterkoneksi dengan sistem ini. Sistem transmisi di Sistem Khatulistiwa terdiri dari SUTT 150 kV sepanjang 153,5 kms dan 5 buah GI dengan total kapasitas 190 MVA.

Sistem terisolasi terdiri atas sistem-sistem Sambas, Bengkayang, Ngabang, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, Sukadana dan sistem tersebar.



Gambar -1 : Peta Provinsi Kalimantan Barat.

Beban puncak di sistem kelistrikan Wilayah Kalimantan Barat pada tahun 2009 adalah sebesar 235 MW dengan produksi sebesar 1.131 GWh. Sistem Khatulistiwa, adalah yang terbesar dimana sekitar 68,83% produksi Kalimantan Barat diserap oleh sistem ini. Tabel-1.1 berikut ini memperlihatkan komposisi sistem ketenagalistrikan di Wilayah Kalimantan Barat.

Tabel-1.1.Komposisi Beban

Sistem	2009			
	Produksi		Beban Puncak	Faktor Beban
	[GWh]	[%]	[MW]	[%]
Sistem Khatulistiwa (Interkoneksi)	772.16	68.27	131.00	67.29
Sistem Singkawang	160.70	14.21	22.55	81.35
Sistem Sambas	59.13	5.23	10.45	64.59
Sistem Sanggau	61.68	5.45	10.65	66.11
Sistem Sintang	58.86	5.20	10.69	62.85
Sistem Putussibau	19.50	1.72	3.84	57.96
Sistem Ketapang	97.91	8.66	17.80	62.79
Sistem Terisolasi Tersebar	102.06	9.02	28.10	41.47
Total	1,131.00	100.00	235.08	

Rata-rata pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir adalah 7,76 % per-tahun, dimana penjualan pada tahun 2005 sebesar 841,93 GWh menjadi 1.155,65 GWh pada tahun 2009.

Penjualan terbesar adalah dari sektor rumah tangga & Sosial (60,07 %) dan sektor bisnis adalah yang kedua (29,06 %). **Tabel-1.2** berikut ini adalah komposisi penjualan berdasarkan sektor pelanggan.

Tabel-1.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

Jenis Pelanggan	2009	
	[GWh]	[%]
Rumah Tangga & Sosial	694.20	60.07
Bisnis	335.87	29.06
Industri	60.30	5.22
Publik	65.29	5.65
Jumlah	1155.65	100

Masyarakat yang telah menikmati listrik PLN adalah sebesar 51.3 % (rasio elektrifikasi tahun 2009).Sampai dengan tahun 2009, 68.79% dari 1.426 desa di Kalimantan Barat telah terlistriki oleh PLN. Sekitar 31.21% atau 445 desa masih belum terlistriki PLN.

Pada saat ini, hampir 100 % pasokan listrik di Kalimantan Barat diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar minyak (BBM) jenis HSD dan MFO.Kontinuitas dan tingkat keandalan pelayanan masih relatif rendah, hal ini disebabkan oleh usia beberapa mesin diesel yang sudah tua dan keterbatasan cadangan pembangkitan.

Kapasitas terpasang adalah 335,80 MW dengan daya mampu sebesar 264,95 MW. Disamping itu terdapat pembangkit rental sebesar 85 MW. Tabel-1.3 berikut ini memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Wilayah Kalimantan Barat.

Tabel-1.3. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit

Sistem	Jenis	Kapasitas Terpasang	Daya Mampu
		[MW]	[MW]
Sistem Khatulistiwa	PLTD	147.20	115.90
	PLTG	34.00	30.00
Sistem Singkawang	PLTD	33.69	22.90
Sistem Sambas	PLTD	12.40	10.40
Sistem Sintang	PLTD	16.81	13.55
Sistem Sanggau	PLTD	12.87	10.90
Sistem Putussibau	PLTD	7.09	4.72
Sistem Ketapang	PLTD	21.07	18.96
Sistem Terisolasi Tersebar	PLTD	50.69	37.62
Total Wil. Kal-Bar		335.80	264.95

A13.2.PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan kebutuhan energi listrik di propinsi Kalbar 5 tahun terakhir (2005 – 2009) meningkat rata-rata sekitar 8.1% pertahun. Untuk tahun 2010-2019 perkiraan kebutuhan tenaga listrik propinsi Kalbar rata-rata meningkat sebesar 9.9% per tahun. Permintaan listrik didominasi oleh pelanggan rumah tangga yaitu sebesar 56% dari permintaan energi listrik di Kalbar.

Perkembangan ekonomi propinsi Kalbar selama 2005 – 2009 mengalami pertumbuhan rata-rata sebesar 5.2% per tahun. Pertumbuhan ekonomi Kalbar dimasa yang akan datang diperkirakan akan lebih tinggi.

Hingga tahun 2009, rasio elektrifikasi Kalbar adalah 51.3%. Untuk terus meningkatkan rasio elektrifikasi di Kalbar dibutuhkan ketersediaan listrik dalam jumlah cukup dan handal.

a. Asumsi.

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan antara 5.5% sampai 6.5% atau rata-rata sebesar 6.2% per tahun.

- ✓ Laju pertumbuhan penduduk mengacu proyeksi 1,5% per tahun dengan asumsi jumlah orang per rumah tangga 4.80 orang pada tahun 2009 menurun menjadi 4.67 orang pada tahun 2019.
- ✓ Susut jaringan ditargetkan turun dari 9.5% pada tahun 2010 menjadi 7.8% pada tahun 2019.
- ✓ Rasio elektrifikasi diharapkan meningkat dari 53% pada tahun 2010 menjadi 76.2% pada tahun 2019
- ✓ Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1.8 selama periode prakiraan
- ✓ Faktor beban diasumsikan meningkat dari 61.6% sampai dengan 63.6%

b. Prakiraan Kebutuhan Listrik Kalbar tahun 2010-2019

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, maka diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 sebagai berikut :

Tabel-2.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	1,288	1,462	270	579,695
2011	1,415	1,596	294	613,518
2012	1,573	1,771	325	650,243
2013	1,738	1,953	357	689,227
2014	1,910	2,144	391	730,614
2015	2,100	2,354	428	774,557
2016	2,303	2,577	467	824,248
2017	2,525	2,822	510	877,175
2018	2,769	3,090	556	933,553
2019	3,037	3,384	607	993,612
Growth (%)	9.9	9.6	9.2	6.1

Prakiraan beban puncak grid Katulistiwa pada tahun 2010 sebesar 174.6 MW dan dengan tersambungannya beberapa sistem seperti sistem Singkawang, Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang, maka pada tahun 2019 beban puncak grid menjadi 547.6 MW atau tumbuh 13% per tahun. Sedangkan sistem-sistem kecil masih beroperasi isolated.

A13.3.PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Potensi Energi Primer

Beberapa potensi energi primer di Propinsi Kalimantan Barat adalah sebagai berikut :

Potensi air

Potensi air yang dapat digunakan untuk pembangunan PLTA dan PLTMH terdapat pada bagian utara Kalimantan Barat. Beberapa potensi PLTA dengan kapasitas diatas 10 MW dapat dilihat pada Tabel 3.1 berikut :

Tabel 3.1 Potensi Tenaga Air

No .	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas	No .	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas
1	PLTA Mentebah	Sintang	10.00	36	PLTA Ambalau 1	Nangapino	23.60
2	PLTA Ambalau 4	h	10.40	37	PLTA Kenyau 1	Sintang	24.00
3	PLTA Boyan	Sintang	10.40	38	PLTA Melawi 1	h	24.10
4	PLTA Mandai 1	Sintang	10.50	39	PLTA Kenyau 7	Sintang	24.70
5	PLTA Kawah	Sandai	10.70	40	PLTA Kerijau 1	Sintang	24.80
6	PLTA Landak 2	Ngabang	10.80	41	PLTA Mandai 4	Sintang	26.60
7	PLTA Angai	Sintang	10.90	42	PLTA Pari/ Mendalan 1	Sintang	27.90
8	PLTA Landak 4	Ngabang	11.10	43	PLTA Melawi 7	h	29.60
9	PLTA Kalis	Sintang	11.10	44	PLTA Pade Kembayung	Ledo	30.00
10	PLTA Serawai 2	h	11.40	45	PLTA Ambalau 2	h	31.50
11	PLTA Ela Hilir	Sintang	12.00	46	PLTA Melawi 4	Nangapino	33.00

		Nangapino				h	
12	PLTA Lekawi	h	12.20	47	PLTA Kapuas 5	Sintang	33.10
13	PLTA Kenyau 2	Sintang	12.20	48	PLTA Tebaung 2	Sintang	33.40
14	PLTA Sekadau 1	Sekadau	12.70	49	PLTA Kerijau 3	Sintang	36.90
15	PLTA Kenyau 3	Sintang	13.40	50	PLTA Kapuas 1	Sintang	38.00
16	PLTA Tebaung 1	Sintang	13.70	51	PLTA Silat	Sintang	38.20
17	PLTA Mandai 6	Sintang	14.20	52	PLTA Mandai 2	Sintang	39.60
18	PLTA Mentatai 1	Sintang	14.60	53	PLTA Pari/ Mendalan 2	Sintang	44.60
		Nangapino					
19	PLTA Serawai 1	h	14.60	54	PLTA Bungan	Sintang	46.90
		Nangapino					
20	PLTA Mentatai 2	h	14.90	55	PLTA Sibau 2	Sintang	47.10
21	PLTA Kerijau 4	Sintang	15.70	56	PLTA Kenyau 4	Sintang	49.50
		Nangapino				Nangapino	
22	PLTA Melawi 6	h	15.80	57	PLTA Melawi 2	h	60.80
23	PLTA Sekadau 2	Sekadau	16.50	58	PLTA Mandai 7	Sintang	70.10
	PLTA Belimbing						
24	2	Sintang	16.90	59	PLTA Kapuas 6	Sintang	73.00
25	PLTA Tanjan	Sintang	17.10	60	PLTA Kapuas 2	Sintang	84.00
26	PLTA Kerabai	Sintang	18.50	61	PLTA Kapuas 3	Sintang	123.20
27	PLTA Tebaung 3	Sintang	19.00	62	PLTA Kerijau 5	Sintang	128.90
						Nangapino	
28	PLTA Sibau 1	Sintang	19.30	63	PLTA Ambalau 7	h	143.50
		Nangapino				Nangapino	
29	PLTA II / Iki	h	19.70	64	PLTA Melawi 5	h	154.10
						Nangapino	
30	PLTA Mandai 3	Sintang	20.20	65	PLTA Pinoh	h	166.90
31	PLTA Kenyau 5	Sintang	20.90	66	PLTA Kenyau 6	Sintang	170.30
		Nangapino				Nangapino	
32	PLTA Silat	h	21.20	67	PLTA Melawi 9	h	182.40
		Nangapino					
33	PLTA Melawi 8	h	21.30	68	PLTA Kapuas 4	Sintang	187.10
34	PLTA Tahun	Sintang	21.90	69	PLTA Mandai 5	Sintang	188.30
		Nangapino					
35	PLTA Ambalau 5	h	23.10				

Potensi Nuklir

Potensi tambang uranium (U-235) terdapat di Gunung Kalan Kecamatan Ella Hilir, Kabupaten Melawi. Cadangan uranium tersebut sebesar 150 ribu ton. Sumber energi primer ini telah dieksploitasi. Potensi uranium tersebut dapat digunakan untuk sumber energi PLTN, namun, ketatnya persyaratan pembangunan PLTN, menyebabkan studi rencana pembangunan PLTN di Kalbar perlu dikaji lebih dalam lagi.

Potensi Gambut

Potensi gambut terdapat di Kabupaten Mempawah dengan lahan yang cukup luas sebagai sumber energi PLTU Gambut dengan kapasitas relatif besar. Adanya kendala penanganan dampak lingkungan, menyebabkan pembangunan PLTU Gambut ini memerlukan kajian yang lebih mendalam.

Potensi Batubara

Potensi sumber energi batubara terdapat di daerah Sintang dan sekitarnya. Batubara yang terdapat di daerah ini memiliki kandungan yang tinggi (*heat content* sekitar 6.500 kCal/kg). Namun hingga saat ini belum dilakukan eksploitasi terhadap sumber daya batubara tersebut karena terkendala infrastruktur transportasi. Sumber energi batubara ini dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU dekat tambang yang akan dibangun pada daerah Sanggau, Sintang, Nanga Pinoh dan Putusibau.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Khatulistiwa dan sistem-sistem isolated. Pengembangan pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan Barat ditampilkan pada **Tabel 3.2** berikut :

Tabel-3.2 Pengembangan Pembangkit

No.	Nama Proyek	Jenis	Pemilik	Status	Sumber Dana	COD	Kap. MW
1	Putussibau	PLTD	IPP	Plan	Plan	2014	4.0
2	Putussibau	PLTD	IPP	Plan	Plan	2014	4.0
3	Kalbar Gas Turbine	PLTG	PLN	Plan	Plan	2014	30.0
4	Kalbar Gas Turbine	PLTG	PLN	Plan	Plan	2016	60.0
5	Merasap	PLTM	PLN	On Going	APBN	2010	1.5
6	Parit Baru FTP 2	PLTU	PLN	Plan	APLN	2014	50.0
7	Parit Baru FTP 2	PLTU	PLN	Plan	APLN	2014	50.0
8	Sintang	PLTU	PLN	Plan	APBN	2012	7.0
9	Sintang	PLTU	PLN	Plan	APBN	2013	7.0
10	Sintang	PLTU	PLN	Plan	APBN	2013	7.0
11	Sanggau	PLTU	PLN	Plan	APLN	2012	7.0
12	Sanggau	PLTU	PLN	Plan	APLN	2012	7.0
13	Pantai Kura-kura (Perpres I)	PLTU	PLN	On Going	APLN	2012	27.5
14	Pantai Kura-kura (Perpres I)	PLTU	PLN	On Going	APLN	2012	27.5
15	Parit Baru (Perpres I)	PLTU	PLN	On Going	APLN	2012	50.0
16	Parit Baru (Perpres I)	PLTU	PLN	On Going	APLN	2012	50.0
17	Nanga Pinoh	PLTA	PLN	Plan	PLN	2018	98.0
25	Ketapang (FTP2)	PLTU	PLN	Plan	PLN	2013	10.0
25	Ketapang (FTP2)	PLTU	PLN	Plan	PLN	2013	10.0
18	Putussibau (FTP 2)	PLTU	IPP	Plan	IPP	2013	4.0
19	Putussibau (FTP 2)	PLTU	IPP	Plan	IPP	2014	4.0
20	Pontianak - 2	PLTU	IPP	PPA Terkendala	IPP	2013	25.0
21	Pontianak - 2	PLTU	IPP	PPA Terkendala	IPP	2013	25.0
22	Pontianak - 1	PLTU	IPP	Plan	IPP	2019	50.0
23	Pontianak - 3	PLTU	IPP	Plan	IPP	2014	25.0
24	Pontianak - 3	PLTU	IPP	Plan	IPP	2014	25.0
25	Ketapang	PLTU	IPP	PPA Terkendala	IPP	2013	7.0
26	Ketapang	PLTU	IPP	PPA Terkendala	IPP	2013	7.0
27	Nanga Pinoh	PLTU	PLN	Plan	PLN	2012	3.0
28	Nanga Pinoh	PLTU	PLN	Plan	PLN	2012	3.0
Jumlah							685.5

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Berikut rencana pengembangan Gardu Induk di sistem kelistrikan Kalimantan Barat.

Tabel-3.3. Pengembangan GI

No.	Nama Gardu Induk	Rasio Tegangan kV	COD	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana MUSD	Keterangan
1	Kota Baru (GI Baru)	150/20 kV	2011	30	2.62	New
2	Parit Baru Ext LB	150/20 kV	2011	2 LB	1.23	Extension
3	Sei Raya Ext LB	150/20 kV	2011	2 LB	1.23	Extension
4	Parit Baru	150/20 kV	2010	30	1.39	Extension
5	PLTU Singkawang	150/20 kV	2011	30	1.39	New
6	Sambas (GI Baru)	150/20 kV	2012	30	2.62	New
7	Singkawang Ext LB	150/20 kV	2012	2 LB	1.23	Extension
8	Bengkayang (GI Baru)	150/20 kV	2012	30	2.62	New
9	Singkawang Ext LB	150/20 kV	2012	2 LB	1.23	Extension
10	Ngabang (GI Baru)	150/20 kV	2012	30	2.62	New
11	Tayan (GI Baru)	150/20 kV	2012	30	2.62	New
12	Tayan Ext LB	150/20 kV	2012	2 LB	1.23	New
13	Sanggau (GI Baru)	150/20 kV	2012	30	2.62	New
14	Sekadau (GI Baru)	150/20 kV	2013	30	2.62	New
15	Sintang (GI Baru)	150/20 kV	2013	60	4.00	New
16	Siantan	150/20 kV	2014	30	1.39	Extension
17	Mempawah	150/20 kV	2014	30	1.39	Extension
18	Singkawang	150/20 kV	2014	30	1.39	Extension
19	Naga Pinoh (GI Baru)	150/20 kV	2015	30	2.62	New
20	Sei Raya	150/20 kV	2015	30	1.39	Extension
21	Sintang Ext LB	150/20 kV	2015	1 LB	0.62	Extension
22	Ketapang (GI Baru)	150/20 kV	2016	60	4.00	New
23	Sukadana (GI Baru)	150/20 kV	2016	30	2.62	New
24	Sandai (GI Baru)	150/20 kV	2016	30	2.62	New
25	Sanggau	150/20 kV	2016	30	1.39	Extension
26	Sei Raya	150/20 kV	2017	60	2.10	Extension
27	Parit Baru	150/20 kV	2018	30	1.39	Extension
28	PLTU Singkawang	150/20 kV	2018	30	1.39	Extension
29	Siantan	150/20 kV	2019	30	1.39	Extension
30	Sambas	150/20 kV	2019	30	1.39	Extension

31	Naga Pinoh	150/20 kV	2019	30	1.39	Extension
32	Putusibau (GI Baru)	150/20 kV	2020	30	2.62	New
33	Kota Baru	150/20 kV	2020	30	1.39	Extension
34	Sei Raya	150/20 kV	2022	60	2.10	Extension
35	Mempawah	150/20 kV	2022	30	1.39	Extension
36	Ngabang	150/20 kV	2022	30	1.39	Extension
37	Ketapang	150/20 kV	2022	30	1.39	Extension
38	Siantan	150/20 kV	2023	60	2.10	Extension
39	Parit Baru	150/20 kV	2023	30	1.39	Extension
40	Singkawang	150/20 kV	2023	30	1.39	Extension
41	Sintang	150/20 kV	2023	30	1.39	Extension
42	Putusibau	150/20 kV	2023	30	1.39	Extension
43	Sanggau	150/20 kV	2024	30	1.39	Extension
44	Sukadana	150/20 kV	2024	30	1.39	Extension
45	Kota Baru	150/20 kV	2025	30	1.39	Extension
46	Bengkayang (GI Baru)	275/150 kV	2012	250	11.50	New
47	Kota Baru 2	150/20 kV	2016	30	2.62	New
Jumlah					95,90	

Kebutuhan pembangunan Gardu Induk Baru dan pengembangan trafo GI eksisting untuk sistem kelistrikan Kalimantan Barat sampai dengan tahun 2019 sebesar 1,080 MVA.

Daya sebesar 1,080 MVA tersebar pada 20 Gardu Induk sampai dengan tahun 2019, dimana pusat beban terbesar berada di daerah Pontianak, Singkawang dan Sintang.

Pengembangan Transmisi

Rencana interkoneksi Sistem Khatulistiwa dengan Grid Kalimantan diperkirakan pada tahun 2020 melewati GI Kota Baru 2 ke GI Kuala Kurun di Kalimantan Tengah. Pengembangan jaringan transmisi sampai dengan tahun 2019 adalah sepanjang 2,645 kms.

Tabel-3.4. Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya (M USD)	COD
1	Parit Baru	Kota Baru,	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	2.2	2011
2	Sei Raya	Kota Baru,	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	32	1.8	2011
3	PLTU Kura2 (Perpres)	Incomer 2 phi	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	2.2	2011
4	Singkawang	Sambas	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	126	7.0	2012
5	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	184	10.2	2012
6	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	10.0	2012
7	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	110	6.1	2012
8	Singkawang	Bengkayang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	120	6.6	2012
9	PLTA Nanga Pinoh	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	40	2.2	2018
10	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2 cct, Zebra 1x240 mm2	180	28.4	2012
11	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	10.0	2012
12	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	100	5.5	2013
13	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	10.0	2013
14	PLTU Parit Baru (IPP)	Parit Baru	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	6	0.3	2014
15	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	10.0	2015
16	PLTU Gambut (IPP)	Mempawah	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	7	0.4	2016
17	Pangkalan Bun	Ketapang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	300	16.6	2016
18	PLTU Ketapang (FTP 2)	Ketapang	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	20	0.8	2016
19	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	200	11.1	2016
20	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	180	10.0	2016
21	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	240	13.3	2016
	Jumlah				2,645	164.7	

Interkoneksi dengan Sarawak akan dilakukan melalui GI Bengkayang ke GI Mambong di Sarawak untuk proses pembelian energi listrik dengan *Energy Exchange* (EE), sehingga tidak mempengaruhi neraca daya sistem Khatulistiwa.

Dalam interkoneksi tersebut pihak PLN berkewajiban membangun jaringan 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke daerah perbatasan dan IBT sebesar 250 MVA.

Pengembangan Transmisi Kalimantan Barat dapat dilihat pada **gambar- 2** berikut :



Gambar-2. Pengembangan Transmisi Provinsi Kalimantan Barat

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tersebut di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 44.931 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2,306.7 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3,476.6 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 198.1 MVA, seperti ditampilkan dalam **Tabel-3.5** berikut.

Tabel-3.5. Pengembangan Distribusi

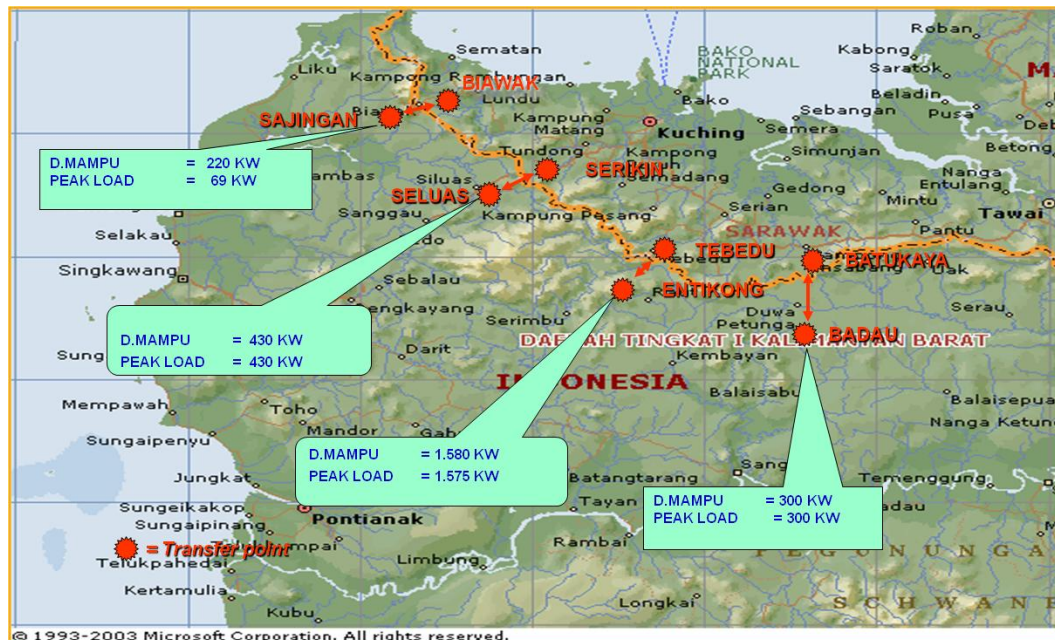
Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	207.5	170.1	9.7	12,670
2011	283.1	321.9	18.3	14,972
2012	190.1	294.8	16.8	16,321
2013	187.2	249.7	14.2	18,009
2014	225.5	285.1	16.2	20,262
2015	232.4	326.4	18.6	22,873
2016	228.3	379.3	21.6	27,488
2017	245.4	429.6	24.5	32,907
2018	253.6	483.1	27.6	33,996
2019	253.5	536.5	30.6	35,084
2010-2019	2,306.7	3,476.6	198.1	234,581

A13.4.KONDISI SPESIFIK PROVINSI KALIMANTAN BARAT

Wilayah Kalimantan Barat memiliki beberapa kondisi spesifik antara lain yaitu :

- ✓ Letak geografis Wilayah Kalimantan Barat yang berbatasan langsung dengan Sarawak – Malaysia memungkinkan untuk diadakannya interkoneksi antar negara.
- ✓ Kebutuhan energi listrik untuk sistem-sistem isolated di perbatasan Kalbar masih belum tercukupi. Keadaan ini sangat bertolak belakang dengan kondisi sistem di daerah seberang perbatasan (Sarawak). Hal ini menyebabkan kesenjangan sosial antara daerah-daerah tersebut. PT PLN (Persero) Wilayah Kalimantan Barat telah melakukan pembelian tenaga listrik untuk 2 sistem isolated di daerah perbatasan

yaitu sistem Sajingan dan Badau. Kedepannya direncanakan mengadakan pembelian untuk sistem isolated lainnya yaitu sistem Entikong 150 kVA dan Seluas 100 kVA. Berikut gambar kelistrikan di sistem perbatasan. (Gambar -3).



Gambar-2. Kelistrikan di sistem perbatasan

- ✓ Pembangkit-pembangkit existing yaitu PLTD di sistem-sistem tersebut dijadikan standby unit untuk tetap menjaga kontinuitas pelayanan kepada masyarakat apabila terjadi permasalahan suplai daya dari Sarawak.
- ✓ Dengan adanya pembelian ke Sarawak ini, selain dapat menurunkan BPP karena biaya pembelian listrik yang jauh dibawah biaya operasi PLTD, masyarakat di daerah tersebutpun mendapatkan suplai listrik selama 24 jam perhari (sebelum itu hanya 12 jam perhari).
- ✓ Daerah bagian selatan Kalimantan Barat yang berawa-rawa, mempersulit pembangunan jaringan transmisi di daerah tersebut.
- ✓ Wilayah Kalimantan Barat merupakan daerah yang tidak rawan gempa dan di daerah Kabupaten Melawi terdapat sumber daya uranium. Potensi ini memungkinkan untuk dibangunnya PLTN. Hal ini menjadi isu strategis Pemerintahan Daerah Kalimantan Barat.

- ✓ Kondisi geografis yang luas dengan kepadatan penduduk yang rendah mengakibatkan upaya elektrifikasi tidak dapat berjalan dengan cepat. Salah satu upaya elektrifikasi untuk daerah-daerah isolated adalah dengan pemasangan genset HSD ataupun solar cell pada rumah-rumah penduduk dan pelayanan publik.

A13.5.RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.1.

Tabel A5.1 Rangkuman

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	T/L kms	Investasi
2010	1.288	1.462	270	2	30	-	4
2011	1.415	1.596	294	-	60	112	13
2012	1.573	1.771	325	196	150	1.476	531
2013	1.738	1.953	357	88	90	280	169
2014	1.910	2.144	391	88	90	6	111
2015	2.100	2.354	428	50	50	180	96
2016	2.303	2.577	467	64	180	1.107	120
2017	2.525	2.822	510		60	-	111
2018	2.769	3.090	556	98	60	-	112
2019	3.037	3.384	607		120	-	113

LAMPIRAN A14

NERACA DAYA SISTEM-SISTEM ISOLATED WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT

LAMPIRAN A14.1

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI ACEH

Neraca Daya Sistem Sabang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Produksi Energi			GWh	20.4	22.0	23.8	25.9	28.2	30.7	33.2	35.9	39.3	43.0
Beban Puncak			MW	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.9	6.4	6.9	7.5
Load Faktor			%	65.0	64.9	64.8	64.7	64.6	64.5	64.2	64.0	64.6	65.1
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	5.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Derating Kapasitas				0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.167
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit											
<i>PLTD Aneuk Loat</i>													
MAN	0.85	1	PLTD	0.9	USUL PENGHAPUSAN/ RETIRED								
Deutz	0.09	1	PLTD	0.1	USUL PENGHAPUSAN/ RETIRED								
Niigata	1.10	1	PLTD	1.1	USUL PENGHAPUSAN/ RETIRED								
Mercedes MTU	0.34	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Caterpillar	0.82	2	PLTD	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Caterpillar	1.36	1	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
<i>PLTD Sewa</i>													
Sewa Pembangkit			PLTD	2.0	2.0	2.0							
<i>Project PLN</i>													
Relokasi dari Takengon			PLTD		2.8								
Sabang (FTP2)			PLTU					8.0					
<i>Project IPP</i>													
Jaboi (FTP2)			PLTP				7.0						
Lho Pria Laot			PLTP							7.0			
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>7.1</i>	<i>8.0</i>	<i>8.0</i>	<i>13.0</i>	<i>21.0</i>	<i>21.0</i>	<i>21.0</i>	<i>28.0</i>	<i>28.0</i>	<i>28.0</i>
Cadangan			MW	1.4	1.4	1.4	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.4	1.4	1.4	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
<i>Surplus/Defisit</i>			<i>MW</i>	<i>2.2</i>	<i>2.7</i>	<i>2.4</i>	<i>1.4</i>	<i>9.0</i>	<i>8.5</i>	<i>8.1</i>	<i>14.6</i>	<i>14.0</i>	<i>13.4</i>

Neraca Daya Sistem Blangpidie

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	42.0	45.4								
Beban Puncak			MW	8.6	9.2								
Load Faktor			%	55.9	56.3								
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7
Derating Capacity				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Suak													
SWD 6 FG	0.64	2	PLTD	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Merrless	0.90	1	PLTD	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
MAK	2.25	2	PLTD	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
MTU	0.85	3	PLTD	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Cummins	0.68	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Caterpillar	0.87	1	PLTD	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Caterpillar	0.43	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Caterpillar	0.51	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Project PLN													
Relokasi dari Lampung		2009	PLTD										
				Disuplai dari grid 150 kV tahun 2012									
Jumlah Kapasitas			MW	13.1	13.1								
Cadangan			MW	2.7	2.7								
Pemeliharaan				2.7	2.7								
Surplus/Defisit			MW	1.9	1.3								

Catatan : Defisit disupplay dari subsitem Meulaboh dan Size adalah daya mampu netto (DMN = 0,85 x daya terpasang)

Neraca Daya Sistem Tapaktuan

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan												
Produksi Energi	GWh	28.7	31.0	33.5								
Beban Puncak	MW	5.5	5.9	6.3								
Load Faktor	%	59.7	60.0	60.4								
Pasokan												
Kapasitas Terpasang	MW	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Derating Kapasitas		0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Pembangkit PLN												
Manufacture	Size Jlh unit											
PLTD Tapaktuan												
MTU 12V 4000	0.85 2	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
SWD 6FG	0.67 1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
SWD 9F	1.06 2	PLTD	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
MTU 12V 2000	0.70 2	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Project PLN												
Relokasi dari unit lain		PLTD	2.0									
Tapaktuan (KPI)		PLTU			14.0							
					Disuplai dari grid 150 kV Sumbagut tahun 2012							
Jumlah Kapasitas	MW	7.8	7.8	7.8								
Cadangan Pemeliharaan	MW	1.1	1.1	1.1								
		1.1	1.1	1.1								
Surplus/Defisit	MW	1.28	0.88	0.44								

Neraca Daya Sistem Subulussalam

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Produksi Energi			GWh	51.5									
Beban Puncak			MW	11.0									
Load Faktor			%	53.4									
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1
Derating Capacity				0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
<i>PLTD Rimo</i>													
MTU 12V 2000 G62	0.4	4		1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
MTU 12V 4000 G61	0.9	2		1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
<i>PLTD Singkil</i>													
MTU	0.7	2		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
<i>PLTD Kuta Fajar</i>													
MTU 12V 183TB 32	0.4	1		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
MTU 12V 2000 G 62	0.7	1		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
DEUTZ TBD 220 V12	1.0	1		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<i>PLTD Sewa</i>													
Rental genset HSD	2.0				Rencana disuplai dari grid 150 kV Sumbagut tahun 2009 mundur thn 2011								
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>8.7</i>									
Cadangan			MW	1.0									
Pemeliharaan				1.0									
<i>Surplus/Defisit</i>			<i>MW</i>	<i>(3.3)</i>									

Catatan : Depisit disupplay dari 20 KV GI Sidikalang via Wilayah SUMUT dan Size adalah daya mampu netto (DMN = 0,85 x daya terpasang)

Neraca Daya Sistem Kutacane

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Produksi Energi			GWh	46.6	50.4								
Beban Puncak			MW	9.9	10.6								
Load Faktor			%	54.0	54.4								
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3
Derating Capacity				0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit											
<i>PLTD Kuning</i>													
Deutz BA 12M	0.48	1	PLTD	retired karena usia									
SAF DKT	0.10	1	PLTD	retired karena usia									
MTU	0.85	3	PLTD	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
SWD 6TM	1.96	1	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
SWD 8FG	0.64	1	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Cummins	0.85	2	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
<i>PLTM Sepakat</i>													
Turbin WKC	0.75	2	PLTD	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
<i>Project IPP</i>													
PLTA Lawe Mamas	30	3	IPP				90.0						
				Disuplai dari grid 150 kV Sumbagut tahun 2011									
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>7.9</i>									
Cadangan			MW	2.0									
Pemeliharaan				2.0									
<i>Surplus/Defisit</i>			<i>MW</i>	<i>-3.9</i>									

Catatan : Defisit disupplay dari 20 KV GI Brastagi/Sidikalang via Wilayah SUMUT dan Size adalah daya mampu netto (DMN = 0,85 x daya terpasang)

Neraca Daya Sistem Blangkejeran

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	14.3	15.5	16.8	18.3	20.0	21.8	23.6	25.6	27.8	30.1
Beban Puncak	MW	3.7	4.0	4.3	4.7	5.1	5.5	5.9	6.4	6.9	7.4
Load Faktor	%	44.0	44.3	44.6	44.9	45.1	45.4	45.6	45.8	46.0	46.2
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Derating Capacity		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size Jlh unit										
PLTD Blangkejeran											
PAF DKT	0.10 3	PLTD	retired karena usia								
Daihatsu	0.25 1	PLTD	retired karena usia								
MTU 18V	0.70 2	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
MTU 12V	0.85 2	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Project PLN											
Relokasi dari unit lain		PLTD									
PLTMH 2 x 1 MW (Rencana)		PLTMH	1.0			1.0					
T/L 150 kV Peusangan 1 - BLKJ											
<i>Rencana disuplai dari grid 150 kV thn 2014</i>											
Jumlah Kapasitas	MW	5.9	5.9	5.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
Cadangan	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Pemeliharaan		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Surplus/Defisit	MW	1.4	1.1	0.8	1.4	1.0	0.6	0.2	-0.3	-0.8	-1.4

Neraca Daya Sistem Takengon

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	56.1	Masuk Grid 150 kV Sistem Sumbagut								
Beban Puncak			MW	17.4									
Load Faktor			%	36.8									
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	10.3	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Derating Capacity			MW	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Ayangan													
SWD 8 FG	0.85	2	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
SWD 6 TM	2.79	1	PLTD	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
MTU	0.70	2	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Capipillar	1.36	2	PLTD	2.7	Relokasi ke Sabang								
PLTD Janarata													
DAF	0.10	3	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Deutz	0.34	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
PLTD Jagong Jeget													
DEUTZ F 10 L - 413 F	0.1	1	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Deutz BF-8M 1015 CP	0.3	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
PLTMH Angkup													
Angkup 1 & 2	0.32	2	PLTMH	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Project PLN													
					Disuplai dari grid 150 kV Sumbagut tahun 2011								
Jumlah Kapasitas			MW	9.8									
Cadangan			MW	2.8									
Pemeliharaan				2.8									
Surplus/Defisit			MW	-10.4									

Catatan : Defisit disuplai dari 20 kV GI Juli, Bireuen dan Size adalah daya mampu netto (DMN = 0,85 x daya terpasang)

Neraca Daya Sistem Sinabang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Produksi Energi			GWh	17.7	19.2	20.8	22.5	24.5	26.5	28.7	31.0	33.4	36.1
Beban Puncak			MW	3.1	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.9	5.3	5.7	6.2
Load Faktor			%	65.6	66.2	66.6	66.7	66.7	66.7	66.8	66.8	66.9	66.9
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Derating Capacity				0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit											
<i>PLTD Sinabang</i>													
Deutz	0.22	2	PLTD	retired karena usia									
Deutz	0.04	1	PLTD										
DAF DKS A	0.10	2	PLTD										
DAF DKS AG	0.12	1	PLTD										
<i>PLTD Lasikin</i>													
MTU 2000G	0.40	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
MTU	0.35	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Caterpillar	0.48	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<i>PLTD Sewa</i>													
Rental genset HSD													
<i>Project PLN</i>													
Lasikin (Relokasi dari unit lain luar Aceh)			PLTD	2.0									
Sinabang Relokasi dr MBO			PLTD				2.5						
Relokasi dr Singkil			PLTD		0.7								
Sinabang (KPI)			PLTU			6.0							
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>6.2</i>	<i>6.9</i>	<i>12.9</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>	<i>15.4</i>
Cadangan			MW	0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pemeliharaan				0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
<i>Surplus/Defisit</i>			<i>MW</i>	<i>2.6</i>	<i>3.1</i>	<i>8.8</i>	<i>8.5</i>	<i>8.2</i>	<i>7.8</i>	<i>7.5</i>	<i>7.1</i>	<i>6.7</i>	<i>6.2</i>

Neraca Daya Sistem Meulaboh

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Produksi Energi			GWh	121.2	131.1								
Beban Puncak			MW	28.8	30.9								
Load Faktor			%	48.1	48.4								
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	27.2	27.2	27.2	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.4	22.5
Derating			MW	1.4	1.4	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
<i>PLTD Seunebok</i>													
<i>PLTD CALANG</i>													
MTU 12 V 2000 G 63	0.5	2	PLTD	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
<i>PLTD LAMNO</i>													
				2.2	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
<i>PLTD Teunom</i>													
MTU 12V 4000 G61	0.9	1	PLTD	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
MTU 12V 2000 G63	0.5	1	PLTD	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
<i>PLTD Alue Bilie</i>													
CAT	1.4	1	PLTD	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
MTU 16V 4000G21	1.0	1	PLTD	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
<i>PLTD Jeuram</i>													
MTU	0.9	2	PLTD	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
<i>PLTD Sewa</i>													
PT Cita Contrac	4.0		PLTD	4.0									
Rental genset (Calang)	2.0			2.0									
Sewa PLTU				15.0									
<i>Beli Energi</i>													
Media Group (PLTU)				10.0									
<i>Project PLN</i>													
						disuplai dari grid 150 kV thn 2012							
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>56.8</i>	<i>56.8</i>								
Cadangan			MW	6.9	6.9								
Pemeliharaan				4.0	4.0								
Surplus/Defisit			MW	21.1	18.98								

LAMPIRAN A14.2

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI SUMATERA UTARA

Neraca Daya Sistem Nias

413

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	55.6	58.9	62.3	65.9	69.7	73.6	78.2	83.0	88.2	93.7
Beban Puncak			MW	14.6	15.7	16.6	17.6	18.6	19.5	20.6	21.8	23.1	24.4
Load Faktor			%	43.5	42.9	42.8	42.7	42.9	43.1	43.3	43.5	43.7	43.8
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	23.6	23.6	23.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Derating Kapasitas			MW	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Gunung Sitoli													
Deutz	0.56	2	PLTD	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Deutz KHD	1.22	2	PLTD	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Cummins	1.01	4	PLTD	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Deutz MWM	1.53	3	PLTD	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
PLTD Teluk Dalam													
Cummins	1.01	1	PLTD	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
MTU	1.10	1	PLTD	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Daihatsu	0.75	1	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Daihatsu	0.53	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
PLTD Sewa													
Gunung Sitoli				5.0	5.0	5.0							
Teluk Dalam				3.0	3.0	3.0							
Proyek PLN													
Nias			PLTD									4.0	
Proyek IPP													
Nias			PLTU				7.0						
Nias (FTP2)			PLTU					14.0					
Jumlah Kapasitas			MW	16.0	16.0	16.0	15.0	29.0	29.0	29.0	29.0	33.0	33.0
Cadangan			MW	1.5	1.5	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.5	1.5	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit (N-1)			MW	-0.1	-1.2	-3.6	-9.6	3.5	2.5	1.4	0.2	2.9	1.6

LAMPIRAN A14.3

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI RIAU

Neraca Daya Sistem Siak

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	33.7	37.5	42.1	47.4	53.4	60.0	67.2	75.2	84.1	94.1
Beban Puncak			MW	6.3	7.0	7.8	8.8	9.9	11.1	12.4	13.9	15.5	17.3
Load Faktor			%	61.2	61.4	61.4	61.5	61.6	61.7	61.8	61.9	62.1	62.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	1.24	1.24	1.24	1.24						
Derating Capacity			MW	0.27	0.29	0.32	0.34						
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Deutz	0.25	1	PLTD	0.20	0.19	0.19	0.18						
Deutz F10 L	0.20	2	PLTD	0.14	0.13	0.13	0.13						
MTU M.D	0.79	1	PLTD	0.63	0.62	0.60	0.59						
Pembangkit Pemda													
MTU	0.60	1	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.5						
Pembangkit Sewa													
Sewa Diesel	1.00	3	PLTD	3.0	3.0								
Sewa PLTU (Pemda)	3.00	2	PLTU		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Sewa MFO	3.00	1	PLTD			3.0	3.0						
Sewa Diesel	1.00	3	PLTD	3.0									
								Disuplai dari grid 150 kV SIS, Tahun 2014, 30 MVA					
Jumlah Kapasitas			MW	7.6	10.5	10.5	10.4						
Cadangan			MW	1.0	1.0	1.0	1.0						
Pemeliharaan				0.8	0.8	0.8	0.8						
Operasi				0.3	0.3	0.3	0.3						
Surplus/Defisit			MW	0.2	2.5	1.6	0.6						

Neraca Daya Sistem Bengkalis

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	52.0	56.3	61.6	67.5	74.0	80.8	88.1	96.0	104.6	113.8
Beban Puncak			MW	9.3	10.1	11.0	12.0	13.2	14.4	15.7	17.1	18.6	20.2
Load Faktor			%	63.8	63.9	63.9	64.0	64.0	64.0	64.1	64.2	64.2	64.3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	4.2	4.2	4.2	4.2
Derating Capacity			MW	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Deutz	1.20	2	PLTD	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Deutz	0.56	1	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Yamar	0.60	2	PLTD	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pembangkit Pemda													
A B C	1.20	1	PLTD	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2				
Mitsubishi	3.00	1	PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0				
Mitsubishi	1.50	1	PLTD	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5				
Sewa Pemda													
MAN	3.00	1	PLTD	3.0									
Sewa Pembangkit													
Sewa Genset MFO	6.0	1	PLTD	6.0	6.0	6.0							
Sewa Mesin 1 (HSD)	1.0	2		2.0	2.0	2.0							
Sewa Mesin 2 (HSD)	1.0	3		3.0	3.0	3.0							
Project PLN													
Bengkalis			PLTD							4.0	4.0		
Bengkalis (FTP1)	10	2	PLTU		20.0								
Project IPP													
New Bengkalis			PLTU										
Jumlah Kapasitas			MW	21.4	38.4	38.4	27.4	27.4	27.4	25.7	29.7	29.7	29.7
Cadangan			MW	0.6	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Pemeliharaan				0.6	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Surplus/Defisit			MW	11.5	18.3	17.4	5.4	4.2	3.0	0.0	2.6	1.1	-0.5

Neraca Daya Sistem Selat Panjang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	47.8	52.1	57.2	63.0	69.4	76.2	83.5	91.4	100.0	109.4
Beban Puncak			MW	9.4	10.2	11.1	12.2	13.4	14.7	16.1	17.6	19.2	20.9
Load Faktor			%	58.4	58.5	58.6	58.8	58.9	59.0	59.2	59.4	59.5	59.7
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Derating Capacity			MW	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Kubota	0.6	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Deutz	0.6	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
BWSC	1.0	2	PLTD	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Deutz	1.2	2	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Pembangkit Sewa Pemda													
	1.0	2	PLTD	2.0									
Sewa Pembangkit													
Sewa Genset MFO	2	3	PLTD	6.0	6.0	6.0	6.0						
Sewa Mesin (HSD)	1	3		1.0									
Project PLN													
Selat Panjang (FTP1)	7	2	PLTU		14.0								
New Selat Panjang	5	2	PLTD					5.0	5.0				
Project IPP													
Jumlah Kapasitas			MW	11.2	24.2	24.2	24.2	23.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2
Cadangan			MW	1.2	1.2	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.2	1.2	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit (N-1)			MW	0.6	12.8	6.0	4.9	2.7	6.4	5.1	3.6	2.0	0.2

Neraca Daya Sistem Bagan Siapiapi

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	35.8	39.1	43.1	47.6	52.6	57.9	63.7	70.0	76.8	84.3
Beban Puncak			MW	6.6	7.2	8.0	8.8	9.7	10.7	11.7	12.9	14.1	15.5
Load Faktor			%	61.6	61.7	61.7	61.7	61.8	61.8	61.9	62.0	62.0	62.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	2.8	2.8								
Derating kapasitas			MW	1.2	1.2								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Deutz BA 12M 816	0.5	2	PLTD	0.43	0.42								
Deutz KHD BV 8M	1.2	1	PLTD	0.83	0.81								
Mitsubishi	0.6	1	PLTD	0.40	0.39								
Pembangkit Sewa													
Sewa sewatama	2.0	1	PLTD	2.0	2.0								
Sewa Mesin Pemda	0.8	3	PLTD	2.4	2.4								
PLTGB	2.5	2		5.0	5.0	5.0							
						Disuplai dari grid 150 kV SIS, Tahun 2012,20 MVA							
Jumlah Kapasitas			MW	11.1	11.0								
Cadangan			MW	1.2	1.2								
Pemeliharaan			MW	1.2	1.2								
Surplus/Defisit			MW	3.2	2.6								

419

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	85.2	92.8	102.0	112.4	123.9	136.1	149.2	163.5	179.0	195.9
Beban Puncak			MW	16.1	17.5	19.2	21.1	23.2	25.4	27.8	30.4	33.2	36.2
Load Faktor			%	60.4	60.5	60.7	60.8	60.9	61.1	61.3	61.4	61.6	61.7
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	8.9	8.9								
Derating Capacity			MW	3.1	3.2								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Air Molek													
Mitsubishi	0.60	1	PLTD	0.47	0.46								
Yanmar	0.60	1	PLTD	0.47	0.46								
Deutz KHD BV 8 M 628	1.20	3	PLTD	2.52	2.45								
PLTD Danau Raja													
SWD.I DRO 216	0.3	1	PLTD	0.20	0.19								
Kubota.I L6D 20 BCS	0.3	1	PLTD	0.15	0.14								
Deutz BA 6M 816	0.3	2	PLTD	0.23	0.23								
Deutz BA 12M 816	0.5	3	PLTD	0.55	0.53								
Daihatsu 6 PSHTC 26 D	0.5	1	PLTD	0.52	0.50								
Yanmar M 220 LEN	0.6	1	PLTD	0.37	0.36								
Deutz F10L 413F	0.1	2	PLTD	0.13	0.13								
Volvo	0.1	1	PLTD	0.07	0.07								
Pembangkit Pemda													
MTU 12V 2000G 62	0.6	2	PLTD	1.3	1.3								
MTU 16V 2000G 62	0.6	4	PLTD	2.6	2.6								
Project Sewa													
Sewa Mesin Diesel1 (HSD)	1.0	2	PLTD	2.0	2.0								
Sewa Mesin Diesel2 (HSD)	1.0	2	PLTD	2.0	2.0								
Sewa Mesin Diesel3 (HSD)	1.0	5	PLTD	5.0	5.0								
Project PLN													
Project IPP													
Rengat (PPA Terkendala)	7.0	2	PLTU				14.0						
						Disuplai dari Grid 150 kV Tahun 2011							
Jumlah Kapasitas			MW	18.7	18.6								
Cadangan			MW	1.0	1.0								
Pemeliharaan				1.0	1.0								
Surplus/Defisit			MW	1.6	0.1								

Neraca Daya Sistem Tembilahan

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	53.0	58.2	64.4	71.4	79.2	87.6	96.6	106.6	117.5	129.4
Beban Puncak			MW	9.7	10.7	11.8	13.0	14.4	15.9	17.5	19.2	21.1	23.2
Load Faktor			%	62.2	62.3	62.5	62.6	62.8	62.9	63.1	63.3	63.5	63.6
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.67	5.67								
Derating Capacity			MW	1.94	2.04								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
SWD	0.34	3	PLTD	0.53	0.51								
Deutz	0.10	2	PLTD										
Perkins	0.24	1	PLTD										
Kubota	0.60	1	PLTD										
Deutz BA 12M	0.52	1	PLTD	0.24	0.24								
Deutz KHD BV 8M	1.20	1	PLTD	0.82	0.80								
Yanmar	0.27	2	PLTD	0.25	0.25								
Yanmar	0.60	4	PLTD	1.88	1.83								
Pembangkit Pemda													
Komatsu	0.40	4	PLTD	1.6	1.6								
Relokasi Ex Tlk Kuantan													
PLTD	0.26	2	PLTD	0.5	0.5								
Pembangkit Sewa													
Sewa Mesin1 (HSD)	2.00	1	PLTD	2.0	2.0								
Sewa Mesin2 (HSD)	3.00	1	PLTD	3.0	3.0								
Sewa Mesin pemda3	0.80	1	PLTD	0.8	0.8								
Sewa genset (PLTD MFO)			PLTD	6.0	6.0								
Project PLN													
Tembilahan (KPI)			PLTU			14.0							
Project IPP													
Tembilahan (PPA Terkendala)			PLTU				14.0						
						Di pasok dari grid 150 kV, tahun 2012							
Jumlah Kapasitas			MW	15.5	15.4								
Cadangan			MW	1.2	1.2								
Pemeliharaan				1.2	1.2								
Surplus/Defisit			MW	4.6	3.6								

Neraca Daya Sistem Kuala Enok

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	5.4	6.1	6.9	7.8	8.8	10.0	11.2	12.7	14.3	16.1
Beban Puncak	MW	2.1	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.5
Load Faktor	%	30.0	31.0	32.1	33.1	34.3	35.4	36.6	37.8	39.1	40.4
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Derating Capacity	MW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size	Jlh unit									
Mitsubishi S6U	0.60	2	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Pembangkit Sewa											
Beli Enrgi PT P Sambu			PLTU	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Sewa Diesel	1	2	PLTD	2.0	2.0	2.0					
Project PLN											
Kuala Enok (Loan Belgia)			PLTD		2.4						
Kuala Enok			PLTD				2.4				
Jumlah Kapasitas	MW		3.8	3.8	6.2	4.2	4.2	6.6	6.6	6.6	6.6
Cadangan	MW		0.6	0.6	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Pemeliharaan			0.6	0.6	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Surplus/Defisit	MW		1.2	1.0	2.5	0.3	0.0	2.2	1.9	1.5	0.8

LAMPIRAN A14.4

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI KEPULAUAN RIAU

Neraca Daya Sistem Tanjung Pinang

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	278.1	303.2	333.4	367.3	405.0	445.1	488.1	535.0	586.0	641.4
Beban Puncak	MW	46.2	50.6	55.9	61.8	68.5	75.6	83.2	91.5	100.7	110.6
Load Faktor	%	68.7	68.4	68.1	67.8	67.5	67.2	67.0	66.7	66.5	66.2
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7
Derating kapasitas	MW	7.4	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size Jlh unit										
MAK 8M	2.5 5	PLTD	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
MAK 6M	2.5 2	PLTD	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
Cockrill	1.0 1	PLTD	0.6								
Allen	4.9 1	PLTD	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Mitshubishi	5.7 2	PLTD	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
Komatsu SA 6D	0.1 3	PLTD	0.3								
Deutz F10L 413F	0.1 3	PLTD	0.3								
Deutz F6L 912F	0.1 1	PLTD	0.04								
Cummins	0.1 1	PLTD	0.08								
Paxmann	2.0 1	PLTD	1.2								
Pembangkit Sewa											
Sewa PLTU PT Cap.	15.0 2	PLTU	30.0	30.0	30.0						
Sewa Mesin	1.0 4	PLTD	4.0								
Sewa Mesin MFO	1.0 3	PLTD									
Project PLN											
Project IPP											
Tanjung Pinang I (PPA Terkendala)	PLTU				22						
Tanjung Pinang II (FTP2)	PLTU					30					
						Disuplai dari grid 150 kV Batam-Bintan, Tahun 2014					
Jumlah Kapasitas	MW	64.3	57.9	57.9	79.5						
Cadangan	MW	5.7	5.7	5.7	10.8						
Pemeliharaan	MW	5.7	5.7	5.7	10.8						
Surplus/Defisit	MW	12.4	1.6	-3.7	6.9						

Neraca Daya Sistem Tanjung Balai Karimun

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	132.6	145.0	160.0	176.8	195.5	215.6	237.2	260.8	286.5	314.7
Beban Puncak			MW	21.0	23.1	25.7	28.6	31.9	35.4	39.2	43.5	48.1	53.2
Load Faktor			%	72.1	71.6	71.1	70.5	70.0	69.5	69.0	68.5	68.0	67.5
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Derating kapasitas			MW	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
MAK 8M 453B	2.5	4	PLTD	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
Allen	3.0	1	PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pembangkit Sewa													
Sewa Mesin (HSD)	2.0	1	PLTD	2.0	2.0								
Sewa Mesin (HSD)	4.0	1	PLTD	4.0	4.0								
Sewa Mesin (HSD)	3.0	1	PLTD	3.0	3.0								
Sewa Mesin (MFO)	10.0	1	PLTD	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0					
Project PLN													
Tj. Balai Karimun (Perpr	7.0	2	PLTU	7.0	7.0								
New Tj. Balai Karimun 1			PLTD									4.0	
Project IPP													
Tj. Balai Karimun (PPA Terkendala)			PLTU				12.0						
Tj. Balai Karimun II (FTP2)			PLTU					20.0					
Tj. Balai Karimun III			PLTU										10.0
Jumlah Kapasitas			MW	35.0	42.0	33.0	45.0	65.0	55.0	55.0	55.0	59.0	69.0
Cadangan			MW	7.0	7.0	7.0	7.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Pemeliharaan				7.0	7.0	7.0	7.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Surplus/Defisit			MW	7.0	11.9	0.3	9.4	23.1	9.6	5.7	1.5	0.9	5.8

Neraca Daya Sistem Tanjung Batu

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	32.8	37.2	42.6	48.9	56.0	64.1	73.1	83.4	95.1	108.3
Beban Puncak			MW	5.6	6.4	7.3	8.4	9.7	11.1	12.7	14.5	16.6	18.9
Load Faktor			%	66.7	66.6	66.4	66.3	66.1	66.0	65.8	65.7	65.6	65.4
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	2.02	2.02	2.02	2.02						
Derating kapasitas				0.78	0.81	0.84	0.87						
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MWM	0.2	1		0.13	0.12	0.12	0.12						
Perkins	0.3	1		0.12	0.11	0.11	0.11						
Deutz	1.2	1		0.83	0.81	0.79	0.77						
Volvo	0.3	1		0.18	0.17	0.17	0.16						
Pembangkit Sewa													
Sewa Genset	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Beli Energi PT BIIE	2.0	1	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Sewa Mesin (HSD)	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Sewa Mesin (HSD)	2.0	1	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Project PLN													
								Disuplai dari grid 150 kV Batam, Tahun 2014					
Kapasitas Efektif			MW	9.2	9.2	9.2	9.2						
Cadangan			MW	1.2	1.2	1.2	1.2						
Pemeliharaan				1.2	1.2	1.2	1.2						
Surplus/Defisit			MW	2.4	1.6	0.7	-0.5						

Neraca Daya Sistem Dabo Singkep

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	16.9	18.4	20.1	22.1	24.2	26.5	29.0	31.6	34.5	37.6
Beban Puncak			MW	3.6	3.8	4.1	4.5	4.9	5.3	5.7	6.1	6.6	7.1
Load Faktor			%	54.1	54.8	55.4	56.1	56.7	57.4	58.1	58.8	59.5	60.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Derating kapasitas				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MAK	1.2	1		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MTU	0.6	2		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Pembangkit Sewa													
Sewa Genset	2.0	1	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Sewa Mesin	1.0	3	PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0						
Project IPP													
Dabo Singkep	3.0		PLTD					2.0					
Dabo Singkep (KPI)			PLTU			6.0							
Project IPP													
Kapasitas Efektif			MW	6.8	6.8	12.8	12.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Cadangan			MW	1.0	1.0	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pemeliharaan				1.0	1.0	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Surplus/Defisit			MW	2.3	2.0	7.7	5.3	2.0	1.6	1.1	0.7	0.2	0.4

Neraca Daya Sistem Dabo Singkep

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	29.3	31.9	34.9	38.3	42.1	46.1	50.4	55.0	60.1	65.5
Beban Puncak			MW	5.1	5.6	6.2	6.8	7.5	8.2	9.0	9.9	10.8	11.9
Load Faktor			%	65.2	64.9	64.7	64.4	64.2	63.9	63.7	63.5	63.3	63.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
Derating Capacity			MW	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Komatsu	0.3	2		0.0	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0
Deutz BA 12M	1.0	1		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Mitsubishi	1.1	1		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Daihatsu	0.6	4		1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Pembangkit Sewa													
Sewa Mesin (HSD)	1	2		2.0	2.0	2.0	2.0						
Project PLN													
Tanjung Batu	3		PLTD		3.0						3.0		
Project IPP													
Tanjung Batu (FTP2)			PLTU			8.0							
Jumlah Kapasitas			MW	5.4	8.4	16.4	16.4	14.4	14.4	14.4	17.4	17.4	17.4
Cadangan			MW	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pemeliharaan				1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Surplus/Defisit			MW	-0.7	1.8	6.3	5.6	2.9	2.2	1.4	3.5	2.6	1.6

Neraca Daya Sistem Ranai

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	12.2	13.3	14.7	16.3	18.1	20.0	22.1	24.3	26.8	29.5
Beban Puncak			MW	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.6	5.0	5.4	5.8
Load Faktor			%	49.4	50.3	51.1	52.1	53.0	54.0	54.9	55.9	57.0	58.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36
Derating Capacity			MW	0.39	0.41	0.43	0.46	0.48	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Daihatsu	0.60	2		0.98	0.95	0.93	0.90	0.88	0.86	0.84	0.82	0.80	0.78
Komatshu	0.16	1											
Project Sewa													
SEWA Perusda	1.8	1	PLTD	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
SEWA MFO	3	2	PLTD	6.0	6.0	6.0							
Project PLN													
Natuna (KPI)	7.0	2	PLTU				14.0						
Jumlah Kapasitas			MW	8.8	8.8	8.7	16.7	16.7	16.7	16.6	16.6	16.6	16.6
Cadangan			MW	0.6	0.6	0.6	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan			MW	0.6	0.6	0.6	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	5.4	5.1	4.8	6.1	5.8	5.4	5.1	4.7	4.2	3.8

Neraca Daya Sistem Belakang Padang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	8.3	9.0	9.8	10.7	11.7	12.8	13.9	15.1	16.5	17.9
Beban Puncak			MW	1.6	1.7	1.8	2.0	2.2	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2
Load Faktor			%	60.2	60.7	61.1	61.5	61.9	62.4	62.8	63.3	63.7	64.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52	1.52
Derating Capacity			MW	0.32	0.35	0.38	0.62	0.64	0.66	0.68	0.70	0.72	0.74
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Deutz	0.10	1	PLTD	0.08	0.08	0.07							
MWM	0.22	1	PLTD	0.15	0.14	0.14							
Kanmar	0.60	2	PLTD	0.98	0.95	0.93	0.90	0.88	0.86	0.84	0.82	0.80	0.78
Project Sewa													
Sewa Mesin	1.00	2	PLTD	2.0	2.0	2.0							
Project IPP													
PLTGB	2.5	1	PLTU				2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
PLTGB	2.5	1	PLTU								2.5	2.5	2.5
Jumlah Kapasitas			MW	3.2	3.2	3.1	3.4	3.4	3.4	3.3	5.8	5.8	5.8
Cadangan			MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pemeliharaan			MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Surplus/Defisit			MW	1.0	0.9	0.7	0.8	0.6	0.4	0.2	2.48	2.2	2.0

LAMPIRAN A14.5

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI BANGKA BELITUNG

Neraca Daya Sistem Bangka

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		<i>Interkoneksi dengan Mentok-Koba-Toboali</i>									
Produksi Energi	GWh	369.3	429.3	487.6	540.3	598.8	663.8	732.7	808.9	895.3	991.1
Beban Puncak	MW	72.2	84.0	92.7	101.5	112.9	125.5	139.0	153.8	170.7	189.3
Load Faktor	%	58.4	58.3	60.0	60.7	60.5	60.4	60.2	60.0	59.9	59.8
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	86.8	79.4	67.5	47.0	27.1	27.2	27.3	27.4	27.5	27.6
Pembangkit PLN		37.3	37.4	37.5	27.0	27.1	27.2	27.3	27.4	27.5	27.6
Manufacture	Size Jlh unit	PLTD									
PLTD Merawang		26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
PLTD Mentok		4.0	4.0	4.0							
PLTD Koba		2.9	2.9	2.9							
PLTD Toboali		3.7	3.7	3.7							
Sistem Isolated	0.20	PLTD									
			0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
										1.0	1.1
Sewa Pembangkit			12	12							
Sewa PLTD MFO Merawang		PLTD	10	10	10						
Sewa PLTD MFO replace HSD Merawang		PLTD	20	20	20	20					
Proyek PLN											
Relokasi Mesin Miirless dari Sukamerindu		PLTD	5								
Relokasi Mesin Miirless dari Pulau Baai		PLTD	3								
Bangka Baru		PLTG							20		
Air Anyer (FTP1)		PLTU	30	30							
Proyek IPP											
PLTU Biomassa		PLTU	5								
Bangka (Kemitraan)		PLTU			20						
Bangka Baru I (FTP2)		PLTU				60					
Bangka Baru II		PLTU			14						
Bangka Baru III		PLTU								30	30
Jumlah Kapasitas	MW	137	159	148	161	201	201	201	221	252	282
Reserved Margin	%	89	90	59	59	78	60	45	44	47	49

Neraca Daya Sistem Belitung

Pasokan/Kebutuhan				Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan					<i>Interkoneksi dari Sistem Belitung</i>									
Produksi Energi				GWh	121.6	132.1	144.0	156.9	171.1	186.5	202.2	219.1	238.1	258.6
Beban Puncak				MW	23.8	25.9	27.4	29.5	32.3	35.3	38.3	41.7	45.4	49.4
Load Faktor				%	58.4	58.3	60.0	60.7	60.5	60.4	60.2	60.0	59.9	59.8
Pasokan														
Kapasitas Terpasang				MW	20.5	17.5	16.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Pembangkit PLN					16.5	13.5	16.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD											
PLTD Pilang					13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Daihatsu	2.00	2			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Niigata	2.00	2			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Komatsu	0.50	3			1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Caterpillar	4.00	1			4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
PLTD Manggar					3.0	3.0	3.0							
Komatsu	0.5	2			1.0	1.0	1.0							
Niigata	2.0	1			2.0	2.0	2.0							
Sewa Pembangkit														
PLTD					4	4								
Project PLN														
Belitung				PLTD									4	4
Belitung Baru (FTP1)				PLTU		33.0								
Project IPP														
Biomass				PLTU	7									
Jumlah Kapasitas				MW	34.5	64.5	63.5	60.5	60.5	60.5	60.5	60.5	64.5	68.5
Cadangan				MW	7.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Pemeliharaan					7.0	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Surplus/Defisit (N-1)				MW	3.7	22.1	19.6	14.5	11.7	8.7	5.7	2.3	2.6	2.6

LAMPIRAN A14.6

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI KALIMANTAN BARAT

Neraca Daya Sistem Ketapang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	100,9	110,3	122,5	135,2	148,5	163,1	178,7	195,8	214,6	235,2
Beban Puncak			MW	17,8	19,4	21,5	23,7	25,9	28,4	31,0	33,9	37,0	40,5
Load Faktor			%	64,6	64,8	64,9	65,1	65,3	65,5	65,7	65,9	66,1	66,3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1	14,1	14,1	14,1	14,1
Derating capacity			MW	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	0,7	0,7	0,7	0,7
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
DEUTZ	1,2	2	PLTD	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
WARTSILA I	2,8	2	PLTD	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
RUSTON I	3,0	2	PLTD	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
PLTD Sewa													
Sewa HSD			PLTD	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0				
Proyek PLN													
Ketapang (FTP2)			PLTU				20,0			Interkoneksi dengan Grid 150 kV Sistem Tenaga Listrik			
Project IPP													
Ketapang (PPA Terkendala)			PLTU			14,0							
Jumlah Kapasitas			MW	20,0	20,0	33,3	52,3	52,3	52,3				
Cadangan			MW	3,0	3,0	7,0	10,0	10,0	10,0				
Pemeliharaan				3,0	3,0	7,0	10,0	10,0	10,0				
Surplus/Defisit			MW	-0,8	-2,4	4,8	18,6	16,4	13,9				

Neraca Daya Sistem Sambas

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	62.6	68.4	75.9	83.8	92.0	101.0	110.6	121.1	132.7	145.3
Beban Puncak			MW	13.1	14.3	15.8	17.4	19.0	20.8	22.7	24.8	27.1	29.6
Load Faktor			%	54.5	54.7	54.9	55.0	55.2	55.4	55.6	55.7	55.9	56.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	13.15	13.15								
Derating capacity			MW	0.66	0.66								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
SWD	0.34	2		0.7	0.7								
SWD	0.40	1		0.4	0.4								
Deutz	0.52	1		0.5	0.5								
SWD	0.00	1		0.0	0.0								
Deutz	0.50	2		1.0	1.0								
Deutz	1.50	2		3.0	3.0								
Deutz	0.25	1		0.3	0.3								
MTU	0.60	1		0.6	0.6								
MTU	0.70	1		0.7	0.7								
Mitsubishi	1.00	1		1.0	1.0								
PLTD Sewa													
Sewa				5.0	5.0								
Project PLN													
							Interkoneksi Grid 150 kV Sistem Khatulistiwa						
Jumlah Kapasitas			MW	12.5	12.5								
Cadangan			MW	1.5	1.5								
Pemeliharaan				1.5	1.5								

Neraca Daya Sistem Ngabang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	17.4	19.0	21.1	23.3	25.6	28.1	30.8	33.7	37.0	40.5
Beban Puncak			MW	5.7	6.2	6.9	7.6	8.3	9.1	9.9	10.9	11.9	13.0
Load Faktor			%	34.8	34.9	35.0	35.1	35.2	35.3	35.4	35.5	35.5	35.6
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	6.1	6.1								
Derating capacity			MW	0.3	0.3								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
DAIHATSU	0.5	1		0.5	0.5								
MERCEDES (MTU)	0.9	1		0.9	0.9								
MITSUBISHI	1.6	1		1.6	1.6								
MERCEDES (MTU)	1.1	1		1.1	1.1								
PLTD Sewa													
Sewa Diesel				2.0	2.0								
Project PLN													
Project IPP			PLTU										
						Interkoneksi Grid 150 kV Sistem Khatulistiwa							
Jumlah Kapasitas			MW	5.8	5.8								
Cadangan			MW	1.6	1.6								
Pemeliharaan				1.6	1.6								
Surplus/Defisit			MW	-1.5	-2.0								

437

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	66.2	72.3	80.3	88.6	97.4	107.0	117.2	128.5	140.8	154.3
Beban Puncak			MW	11.6	12.7	14.1	15.5	16.9	18.6	20.3	22.2	24.2	26.5
Load Faktor			%	64.9	65.1	65.2	65.4	65.6	65.8	65.9	66.1	66.3	66.4
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	15.8	15.8								
Derating capacity			MW	0.8	0.8								
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
D E U T Z	0.5	3		1.5	1.5								
DEUTZ MWM	0.8	2		1.5	1.5								
SWD BBI-1	1.2	2		2.4	2.4								
MITSHUBISHI	1.2	3		3.6	3.6								
MTU	0.8	1		0.8	0.8								
PLTD Sewa													
Sewa Diesel				6.0	6.0								
Project PLN													
PLTD MFO di Sekadau			PLTD	14.0									
Sanggau (KPI)			PLTU			14.0							
Project IPP													
						Interkoneksi Grid 150 kV Sistem Khatulistiwa							
Jumlah Kapasitas			MW	28.3	28.3								
Cadangan			MW	7.0	7.0								
Pemeliharaan				7.0	7.0								
Surplus/Defisit			MW	9.7	8.6								

Neraca Daya Sistem Sintang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	60.8	66.4	73.8	81.4	89.4	98.2	107.6	117.9	129.2	141.6
Beban Puncak			MW	11.5	12.5	13.9	15.3	16.7	18.3	20.0	21.8	23.8	26.0
Load Faktor			%	60.3	60.5	60.7	60.9	61.1	61.3	61.5	61.7	61.9	62.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	19.1	13.1	13.1							
Derating capacity			MW	1.0	0.7	0.7							
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
DEUTZ MWM	0.6	1		0.6	0.6	0.6							
DEUTZ MWM	1.5	3		4.6	4.6	4.6							
DEUTZ MWM	0.9	1		0.9	0.9	0.9							
SWD BBI	0.5	1		0.5	0.5	0.5							
SWD BBI	1.2	1		1.2	1.2	1.2							
DAIHATSU	0.8	1		0.8	0.8	0.8							
MTU	1.1	2		2.2	2.2	2.2							
MITSHUBISHI	1.2	2		2.4	2.4	2.4							
PLTD Sewa													
Sewa Diesel	1.0	6		6.0									
Proyek PLN													
PLTD MFO di Sekadau			PLTD	14.0									
Sintang (KPI)	3	7	PLTU			21.0							
Project SEWA/IPP													
PLTGB Sewa - Mulut Tambang			PLTGB	5.0			-5.0						
							Interkoneksi Grid 150 kV Sistem Khatulistiwa						
Jumlah Kapasitas			MW	36.2	30.5	50.4							
Cadangan			MW	7.0	7.0	7.0							
Pemeliharaan				7.0	7.0	7.0							
Surplus/Defisit			MW	17.7	11.0	29.6							

Neraca Daya Sistem Nanga Pinoh

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	20.7	22.7	25.2	27.8	30.5	33.5	36.7	40.2	44.0	48.2
Beban Puncak			MW	5.9	6.4	7.1	7.8	8.6	9.4	10.2	11.2	12.2	13.3
Load Faktor			%	40.1	40.3	40.4	40.5	40.7	40.8	40.9	41.1	41.2	41.3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3					
Derating capacity			MW	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3					
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
DEUTZ MWM	0.3	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3					
DEUTZ MWM	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5					
DEUTZ MWM	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5					
DEUTZ MWM	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5					
M A N (Genset)	0.2	1		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2					
PERKINS	0.3	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3					
MITSUBISHI	0.8	1											
PLTD Sewa													
PLTD Sewa	1.0	3		3.0	3.0	3.0	3.0	3.0					
Proyek PLN													
Nanga pinoh			PLTU			6.0							
Project SEWA/IPP													
PLTGB SEWA - Mulut Tambang			PLTGB		4.0				-4.0				
									Interkoneksi Grid 150 kV Sist. Khatulistiwa				
Jumlah Kapasitas			MW	5.1	8.9	14.6	14.6	14.6					
Cadangan			MW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8					
Pemeliharaan				0.8	0.8	0.8	0.8	0.8					
Surplus/Defisit			MW	-1.6	1.7	6.7	6.0	5.3					

Neraca Daya Sistem Sekadau

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	4.5	5.0	5.5	6.1	6.7	7.4	8.1	8.9	9.7	10.7
Beban Puncak			MW	1.4	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2
Load Faktor			%	36.5	36.7	36.9	37.0	37.2	37.4	37.6	37.7	37.9	38.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	1.6	1.6	1.6							
Derating capacity			MW	0.1	0.1	0.1							
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
DEUTZ MWM	0.5	1		0.5	0.5	0.5							
MTU	0.4	1		0.4	0.4	0.4							
MTU	0.7	1		0.7	0.7	0.7							
PLTD Sewa													
Proyek PLN													
PLTD MFO di Sekadau			PLTD	2.0									
Project SEWA/IPP													
							Interkoneksi Grid 150 kV Sistem Khatulistiwa						
Jumlah Kapasitas			MW	3.4	3.4	3.4							
Cadangan			MW	0.7	0.7	0.7							
Pemeliharaan				0.7	0.7	0.7							

Neraca Daya Sistem Putussibau

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	19.6	21.4	23.7	26.2	28.8	31.6	34.6	37.9	41.5	45.5
Beban Puncak			MW	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6
Load Faktor			%	52.6	52.8	53.0	53.1	53.3	53.5	53.7	53.9	54.1	54.3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	8.2	8.2	8.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Derating capacity			MW	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
DETZ MWM	0.25	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
DETZ MWM	0.50	4		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
S W D	0.30	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
KUBOTA	0.30	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
MTU	0.90	1		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
MTU	1.10	1		1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
MTU	0.36	1		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
PLTD Sewa													
Putussibau Sewa PLTD			PLTD	3.0	3.0	3.0							
Proyek PLN													
Putussibau			PLTD				4.0			4.0			
Putussibau (FTP2)			PLTU					8.0					
Project Sewa/IPP													
Jumlah Kapasitas			MW	7.8	7.8	7.8	8.7	16.3	16.3	20.1	20.1	20.1	20.1
Cadangan			MW	1.1	1.1	1.1	2.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pemeliharaan				1.1	1.1	1.1	2.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Surplus/Defisit			MW	2.4	2.1	1.6	1.1	6.2	5.6	8.8	8.1	7.4	6.6

Neraca Daya Sistem Putussibau

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	100.9	110.3	122.5	135.2	148.5	163.1	178.7	195.8	214.6	235.2
Beban Puncak			MW	17.8	19.4	21.5	23.7	25.9	28.4	31.0	33.9	37.0	40.5
Load Faktor			%	64.6	64.8	64.9	65.1	65.3	65.5	65.7	65.9	66.1	66.3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	21.1	14.1	14.1	14.1	14.1
Derating capacity			MW	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.7	0.7	0.7	0.7
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
DEUTZ	1.2	2	PLTD	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
WARTSILA I	2.8	2	PLTD	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
RUSTON I	3.0	2	PLTD	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
PLTD Sewa													
Sewa HSD			PLTD	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0				
Proyek PLN													
Project IPP													
Ketapang (PPA Terkendala)			PLTU			14.0							
Ketapang (FTP2)			PLTU				20.0						
Jumlah Kapasitas			MW	20.0	20.0	33.3	52.3	52.3	52.3				
Cadangan			MW	3.0	3.0	7.0	10.0	10.0	10.0				
Pemeliharaan				3.0	3.0	7.0	10.0	10.0	10.0				
Surplus/Defisit			MW	-0.8	-2.4	4.8	18.6	16.4	13.9				

**Interkoneksi dengan Grid 150 kV
Sistem Khatulistiwa**

LAMPIRAN B

WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

Lampiran B ini menjelaskan rencana pengembangan sistem kelistrikan di Wilayah Operasi Indonesia Timur, yang terdiri dari Sistem Interkoneksi Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur (Lampiran B1), Sistem Sistem Interkoneksi Sulawesi Utara, Tengah Dan Gorontalo (Suluttenggo) Dan Sistem Interkoneksi Sulawesi Selatan, Tenggara Dan Barat (Sulselrabar) (B2), Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan (B3) sampai dengan Provinsi NTT (B17) serta Neraca Daya Sistem-Sistem Isolated Indonesia Timur (B18).

LAMPIRAN B1

SISTEM INTERKONEKSI KALSELTENGTIM

B1.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Saat ini ada tiga sistem besar kelistrikan di Kalimantan, yaitu sistem Kalimantan Barat (disebut sistem Khatulistiwa), sistem Kaltim (sistem Mahakam) dan sistem Kalimantan Selatan & Tengah (sistem Barito).

Sistem Barito dan Sistem Mahakam direncanakan akan terinterkoneksi tahun 2011 dengan selesainya pembangunan transmisi 150 kV Tanjung (Kalsel) – Kuaro (Kaltim).

Sistem Kalimantan Timur (Mahakam)

Untuk memenuhi kebutuhan listrik dalam tahun 2010-2019, produksi listrik pada sistem Mahakam meningkat rata-rata 12.7% per tahun, yaitu 1.570 GWh pada tahun 2010 menjadi 4.883 GWh pada tahun 2019.

Faktor beban diperkirakan antara 68,9% sampai 70,1%

Beban puncak sistem interkoneksi Mahakam diperkirakan naik dari 254 MW pada tahun 2010 menjadi 810 MW pada tahun 2019 setelah interkoneksi dengan sistem Bontang, Sangatta, Petung dan Tanah Grogot.

Sistem Kalimantan Selatan & Tengah (Barito)

Untuk memenuhi kebutuhan listrik dalam tahun 2010-2019, produksi listrik pada sistem Barito meningkat rata-rata 10.3% per tahun, yaitu dari 1.827 GWh pada tahun 2010 naik menjadi 4.446 GWh pada tahun 2019.

Faktor beban diperkirakan antara 55,8% sampai 68,6%

Beban Puncak sistem interkoneksi Barito naik dari 374 MW pada tahun 2010 menjadi 740 MW pada tahun 2019 setelah interkoneksi dengan sistem Pangkalan Bun, Sampit, Buntok, Kuala Kurun dan Muara Teweh.

Proyeksi kebutuhan beban sistem Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur tahun 2010 – 2019 diberikan pada Lampiran B1.

B1.2 Neraca Daya

Sistem Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur (Mahakam dan Barito) termasuk wilayah yang memiliki potensi pertumbuhan tinggi, yaitu diproyeksikan tumbuh rata-rata 10,9% per tahun sampai dengan tahun 2019. Pada saat ini kapasitas

terpasang pembangkit PLN dan IPP adalah 584 MW, serta sewa 192 MW. Beberapa pembangkit di sistem ini terutama pada sistem Mahakam masih menggunakan BBM sehingga biaya operasi pada sistem ini tinggi.

Tambahan pembangkit pada sistem ini seluruhnya masih dalam tahap rencana, kecuali PLTU Percepatan Pembangkit PerPres 71/2006, yaitu PLTU Asam-Asam (2x65 MW) dijadwalkan beroperasi pada tahun 2011, PLTU Pulang Pisau (2x60 MW) dan PLTU Teluk Balikpapan (2x100 MW) yang keduanya direncanakan beroperasi pada tahun 2012/13, serta PLTU IPP Pangkalan Bun 2x7 MW.

Dalam jangka panjang dalam RUPTL 2010-2019 ini telah direncanakan tambahan pembangkit yang sangat banyak, terutama berupa PLTU batubara dengan beberapa PLTA dan pembangkit gas. PLTA Kusan direncanakan dibangun dengan skala kapasitas 65 MW yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2015 dan PLTA Kelai 150 MW dengan rencana operasi tahun 2018/19. Pembangkit berbahan bakar gas yang direncanakan akan dibangun pada sistem ini adalah PLTGU IPP Bangkanai 120 MW dengan rencana beroperasi tahun 2014, PLTG IPP Mahakam dan PLTG Kaltim (Percepatan Tahap 2) dijadwalkan beroperasi pada tahun 2012.

Dengan berlimpahnya sumber batubara di Kalimantan, maka dalam RUPTL ini direncanakan banyak PLTU batubara. Hingga tahun 2019 direncanakan PLTU batubara sebanyak 1.095 MW, terdiri dari PLTU Pulang Pisau ekspansi (1x100 MW), PLTU Sampit (Percepatan Tahap 2, 50 MW), PLTU IPP Kalsel 1 (Percepatan Tahap 2, 2x100 MW), PLTU IPP Kaltim 1 (50 MW), PLTU IPP Kaltim mulut tambang (2x27,5 MW), PLTU IPP Kaltim 2 (Percepatan tahap 2, 2x100 MW), PLTU IPP Kaltim 1 (50 MW), PLTU IPP Kalteng-1 (2x100 MW) dan PLTU Kaltim Infrastruktur (2x100 MW).

Sebagai akibat dari banyaknya rencana PLTU batubara di Kalimantan, maka rencana *reserve margin* di sistem Kalseltengtim menjadi sangat tinggi, yaitu hingga 80% pada tahun 2016.

Rencana reserve margin yg sangat tinggi hingga 80% pada tahun 2016 didasarkan pada keinginan PLN yang sangat kuat untuk memastikan kebutuhan listrik di provinsi Kaltim-Kalsel-Kalteng akan tercukupi, bahkan mungkin berlebihan, mengingat ketiga propinsi di Kalimantan ini merupakan sumber energi primer nasional yang sangat besar namun sudah lama menderita kekurangan pasokan listrik.

Berdasar keinginan tersebut dan mempertimbangan ketidakpastian implementasi proyek pembangkit IPP yang sangat tinggi, bahkan termasuk kelambatan proyek PLN, maka PLN merencanakan banyak proyek PLTU.

Untuk mengantisipasi terjadinya kelebihan pasokan pada tahun 2014 dan 2015, PLN akan memonitor progres proyek dari tahun ke tahun. Apabila progres fisik proyek berjalan baik sesuai rencana, maka PLN akan mengimbangnya dengan pemasaran listrik yang agresif untuk menyeimbangkan penjualan dengan pasokan, dan menunda jadwal proyek pembangkit berikutnya. Salah satu yang dapat dilakukan adalah mendorong pertumbuhan industri padat energi di Kalimantan seperti industri baja, dsb.

- Proyek-proyek strategis yang perlu direalisasikan tepat waktu adalah :
 - Proyek PLTU Teluk Balikpapan (Perpres 1) 2 x 100 MW, merupakan proyek yang strategis karena proyek ini dapat menurunkan biaya operasi dan mencukupi kebutuhan listrik di Sistem Mahakam Kalimantan Timur.
 - Tambahan pasokan gas ke PLTGU Tanjung Batu untuk menurunkan biaya operasi Sistem Kalimantan Timur.
 - Gasifikasi PLTG Semberah 2 x 20 MW dan PLTD Cogindo 40 MW
 - PLTU Asam-Asam (Perpres 1) 2x 65 MW dan PLTU Pulang Pisqau 2x 60 MW untuk menurunkan biaya operasi dan memenuhi pertumbuhan beban di sistem Kalselteng.

Neraca Daya Sistem Kalseltengtim diberikan pada Lampiran B1.2.

B1.3 Proyek-proyek IPP Yang Terkendala

Telah cukup jelas diuraikan pada Lampiran B1.3

B1.4 Neraca Energi

Rencana pembangunan beberapa PLTU di Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur merupakan salah satu usaha mengurangi biaya operasi pembangkitan mengingat pembangkit di Kalseltengtim masih berbahan bakar minyak.

Peranan masing-masing energi primer tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

- a. Peranan MFO dan HSD pada tahun 2009 masih cukup tinggi di Kalseltengtim dimana konsumsi MFO dan HSD adalah sebesar 970 GWh atau 31% dari produksi total sistem Kalseltengtim.

- b. Sejalan dengan rencana pengoperasian PLTU batubara maka diharapkan penggunaan BBM sebagai bahan bakar utama pada sistem kelistrikan ini dapat dikurangi.
- c. Peranan sumber energi lain selain BBM dan batubara juga ikut dipertimbangkan. Sumber energi tersebut adalah Air dan Gas. Potensi air yang direncanakan untuk dikembangkan adalah PLTA Kelai 150 MW dan PLTA Kusan 65 MW sedangkan gas untuk PLTGU Bangkanai 120 MW, PLTG Sembera 40 MW, PLTG Mahakam 40 MW.
- d. Dengan beroperasinya PLTU, PLTA dan pembangkit gas , peranan pembangkit berbahan bakar HSD dan MFO akan menurun dimana hingga tahun 2019 produksi pembangkit berbahan bakar minyak sebesar 280 GWh atau 3 % dari produksi total sistem Kalseltengtim.

Kebutuhan energi primer di sistem Kalseltengtim dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada Lampiran B1.4.

Kebutuhan Bahan Bakar

Kebutuhan bahan bakar HSD dan MFO cenderung menurun dari tahun 2010 hingga tahun 2019. Pada tahun 2010 penggunaan HSD dan MFO sebesar 275 juta liter dan pada tahun 2019 sebesar 88 juta liter.

Volume pemakaian batubara meningkat dari 0.72 juta ton pada tahun 2009 menjadi 3.97 juta ton pada tahun 2019 atau meningkat hampir 6 kali lipat.

Kebutuhan bahan bakar di sistem Kalseltengtim dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada Lampiran B1.4.

B1.5 Capacity Balance Gardu Induk

Capacity Balance dibuat berdasarkan prakiraan beban per GI sampai tahun 2019 dengan kriteria penambahan trafo GI dilakukan saat pembebanan trafo terpasang sudah melebihi 70%. Dengan kriteria tersebut kebutuhan pembangunan GI baru dan pengembangan trafo GI eksisting untuk sistem Kalseltengtim sampai dengan tahun 2019 sepanjang 2.150 kms.

Proyeksi kebutuhan pengembangan gardu induk sistem Sulawesi seperti pada Lampiran B1.5.

B1.6 Rencana Pengembangan Penyaluran

Rencana pengembangan penyaluran sistem Kalseltengtim dalam rangka memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik meliputi,

- Pembangunan transmisi baru 150 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTU IPP, PLTGU IPP, PLTA dan PLTG
- Pengembangan transmisi 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Kalseltengtim dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.
- Pembangunan transmisi 150 kV yang perlu beroperasi tepat waktu adalah, transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro untuk menghubungkan sistem Kalselteng dan Kaltim.

Proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan sistem Kalseltengtim diberikan pada Lampiran B1.6.

B1.7 Peta Pengembangan Penyaluran

Cukup jelas.

B1.8 Analisis Aliran Daya

Sistem Kalimantan Timur (Sistem Mahakam)

Analisa aliran daya pada sistem Mahakam dilakukan dengan memperhatikan seluruh pembangkit dan beban yang ada pada neraca daya. Pada RUPTL 2010-2019 ini hanya dilakukan analisa untuk tahun 2012, 2015 dan 2017.

Prakiraan aliran daya sistem Mahakam dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Tahun 2012

Pada tahun 2012 PLTG Kaltim (FTP2) 2x50 MW, PLTG Mahakam unit 1 40 MW, dan PLTU Kaltim-1 2x25 MW mulai beroperasi. Tambahan transmisi baru dari tahun 2010 s.d 2012 adalah : Bukuan – Sambutan (2010), Sambutan-Bontang (2011), PLTG Mahakam Incomer 1 phi Karang Joang – Harapan Baru (2012), Karang Joang - Kuaro (2012), Teluk Balikpapan Incomer 2 phi Karang Joang – Kuaro (2012), Petung Incomer 1 phi Karang Joang – Kuaro, dan PLTG (FTP2) – Sambutan (2012).

Aliran daya dari pusat pembangkit terbesar Tanjung Batu ke GI Tengkwang sebesar 109 MW, dan Sistem Mahakam Kalimantan Timur menerima transfer energi dari sistem Barito Kalimantan Selatan sebesar 19 MW. Pembebanan trasmisi masih di bawah 50 % sehingga masih memenuhi keandalan N-1.

Tegangan sistem tertinggi di GI Semberah (151 kV) sedangkan tegangan sistem terendah di GI Industri (143 kV)

2. Tahun 2015

Pada tahun 2015 PLTG Kaltim 50 MW, PLTU Teluk Balikpapan 2 x 100 MW, PLTG Mahakam unit 2 40 MW, dan PLTU Kaltim – 2 (FTP-2) telah beroperasi. Tambahan ruas transmisi pada tahun 2013-2015 adalah : Bontang – Sangatta (2013), Uprating Harapan Baru – Bukuan (2013), PLTU Infrastruktur – Bukuan (2015), dan Berau – Tanjung Selor (2015).

Aliran daya dari pusat pembangkit terbesar di Sangatta ke GI Bontang sebesar 128 MW, dan Sistem Mahakam Kalimantan Timur menerima transfer energi dari sistem Barito Kalimantan Selatan sebesar 24 MW. Pembebanan transmisi masih di bawah 50 % sehingga masih memenuhi keandalan N-1.

Tegangan sistem tertinggi di GI Kuaro (151 kV) sedangkan tegangan sistem terendah di GI Industri (145 kV)

3. Tahun 2017

Pada tahun 2017 PLTU Kaltim Infrastruktur unit 100 MW telah beroperasi. Tidak ada tambahan ruas transmisi pada tahun 2016 s.d 2017.

Aliran daya dari pusat pembangkit terbesar di Sangatta ke GI Bontang sebesar 132 MW, dan Sistem Mahakam Kalimantan Timur menerima transfer energi dari sistem Barito Kalimantan Selatan sebesar 12 MW. Pembebanan transmisi masih di bawah 50 % sehingga masih memenuhi keandalan N-1.

Tegangan sistem tertinggi di GI Sangatta (150 kV) sedangkan tegangan sistem terendah di GI Industri (141 kV)

Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah (Sistem Barito)

Analisa aliran daya pada sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Sistem Barito) dilakukan dengan memperhatikan seluruh pembangkit dan beban yang ada pada neraca daya. Pada RUPTL 2010-2019 ini hanya dilakukan analisa untuk tahun 2012, 2015 dan 2019.

Prakiraan aliran daya sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Sistem barito) dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Tahun 2012

Pada tahun 2012 sistem isolated Sampit, Kasongan, dan Pangkalan Bun, Batulicin, Buntok diinterkoneksi dengan sistem Barito, dan adanya penambahan pembangkit baru di sistem Barito yakni PLTU Asam – asam 2 x 65 MW.

Pada tahun 2012 ini juga terjadi interkoneksi sistem Barito dengan sistem Mahakam (Kalimantan Timur).

Total Beban Interkoneksi sistem Barito sebesar : 424,3 MW.

Aliran daya sistem mengalir dari Kalimantan Selatan sebesar 73 MW ke sistem Kalimantan Tengah, dan ke Kalimantan Timur sebesar : 18,8MW.

Profile Tegangan pada sistem interkoneksi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah pada umumnya masih memenuhi standar.

Profile Tegangan yang terendah terjadi pada Bus Kayu Tangi sebesar : 146,3 kV, sedangkan tegangan tertinggi terjadi pada Bus Sampit dengan tegangan sebesar : 155.5 kV

Losses yang terjadi pada kondisi ini sebesar : 9,4 MW (2,02%).

2. Tahun 2015

Penambahan pembangkit baru yang masuk system Barito terdiri dari PLTGU Bangkanai sebesar 120MW, PLTU Sampit 2 x 25 MW, dan PLTU New Kalselteng 200 MW, sedangkan perluasan/penambahan jaringan Transmisi yang menginterkoneksi system isolated ke system Interkoneksi meliputi sub system Muara Teweh, Kuala Kurun.

Total Beban Sistem Barito sebesar : 544,3 MW dan Losses sebesar 10.3 MW (1,95 %)

Aliran daya dari Kalteng ke Kalsel sebesar 0,4 MW, sedangkan dari Kalimantan Selatan ke Kalimantan Timur sebesar 24,4 MW, pembebanan masing-masing wilayah dalam kondisi regional balance.

Profil Tegangan terendah terjadi pada Bus Kayutangi sebesar 145,1 dan tertinggi pada Bus Muara Teweh sebesar 155,9 MW. Secara keseluruhan profile tegangan system masih dalam batas yang diperkenankan sesuai dengan standar.

3. Tahun 2017

Hingga tahun ini terjadi penambahan pembangkit PLTA Kusan sebesar 65 MW ke sistem Barito.

Total Beban Sistem Barito sebesar : 629,1 MW dan Losses sebesar 14,8 MW (2,3 %)

Aliran daya dari Kalsel ke Kalteng sebesar 5,2 MW, sedangkan dari Kalimantan Selatan ke Kalimantan Timur sebesar 12,2 MW, pembebanan masing-masing wilayah dalam kondisi regional balance.

Profil Tegangan terendah terjadi pada Bus Kayutangi sebesar 141,8 dan tertinggi pada Bus Muara Kuala Kurun sebesar 156,3 MW. Secara keseluruhan profile tegangan sistem masih dalam batas yang diperkenankan sesuai dengan standar.

B1.9 Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi

Kebutuhan pengembangan sistem distribusi diperlukan untuk,

- Meningkatkan keandalan dan mutu tegangan pelayanan
- Perbaikan SAIDI dan SAIFI
- Menurunkan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua
- Meningkatkan penjualan tenaga listrik dengan menambah pelanggan

Proyeksi kebutuhan fisik distribusi wilayah Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur seperti pada Lampiran B1.9.

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalsel, Kalteng & Kaltim

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	894.6	736.5	62.3	59,444.0
2011	1,497.2	1,250.3	126.3	119,902.8
2012	1,634.0	1,354.9	161.2	118,974.4
2013	1,573.4	1,281.3	166.8	109,879.6
2014	1,606.0	1,275.7	120.9	117,466.4
2015	1,774.7	1,388.4	132.2	126,108.0
2016	2,065.6	1,599.7	145.2	141,365.8
2017	2,294.3	1,749.2	158.8	152,410.6
2018	2,596.7	1,939.7	171.9	162,247.1
2019	2,999.9	2,195.8	189.1	174,914.4
2010-2019	18,936.5	14,771.3	1,434.7	1,282,713

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Regional Kalsel Kalteng & Kaltim

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	20.5	8.4	8.2	3.3	40.5
2011	35.0	14.3	15.6	6.8	71.7
2012	36.9	15.4	17.8	6.8	76.9
2013	34.2	14.4	17.2	6.3	72.1
2014	35.2	14.4	14.2	6.7	70.6
2015	38.7	15.7	15.4	7.2	77.0
2016	44.9	18.1	17.3	8.1	88.3
2017	49.5	19.7	18.7	8.7	96.7
2018	56.0	21.9	20.3	9.3	107.4
2019	64.9	24.8	22.3	10.0	121.9
2010-2019	415.9	167.1	167.1	73.2	823.2

Dari tabel perkiraan kebutuhan distribusi regional Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur tahun 2010-2019 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2019 direncanakan membangun JTM 18.936 kms, JTR 14.771 kms, Kapasitas gardu distribusi 1.435 MVA untuk menunjang penyambungan sejumlah 1,282 juta pelanggan.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang pengembangan sistem distribusi tersebut membutuhkan biaya total sebesar Rp 823,2 juta USD (JTM 416 juta USD, JTR 167 juta USD, gardu distribusi 167 juta USD, dan sambungan pelanggan 73,2 juta USD) dan diperkirakan setiap tahunnya dibutuhkan anggaran sebesar 82,3 juta USD.
- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 54,6 % tahun 2009, menjadi 62,5 % di tahun 2014 untuk regional Kalimantan Barat, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur

B1.10 Program Listrik Perdesaan

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Regional Kalsel, Kalteng & Kaltim

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	109.3	97.9	5.2	88	-
2011	646.5	150.8	14.1	236	24,739.4
2012	1,143.6	224.1	23.7	347	38,000.0
2013	963.5	228.6	23.5	333	51,000.0
2014	894.7	190.8	33.7	287	83,000.0
Total	3,757.6	892.3	100.2	1,291.3	196,739

Perkiraan Biaya Lisdes Regional kalsel, Kalteng & Kaltim (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	25,014.8	15,917.4	11,430.2	3,262.5	-	55,625.0
2011	196,616.3	31,911.3	33,785.5	42,519.1	8,330.6	313,162.8
2012	374,492.4	54,034.1	54,308.5	47,470.1	9,766.7	540,071.7
2013	344,530.2	62,365.2	55,849.2	52,545.8	12,377.9	527,668.3
2014	322,589.1	58,225.6	74,075.6	18,225.6	28,020.1	501,136.0
Total	1,263,242.9	222,453.7	229,449.1	164,023.0	58,495.2	1,937,663.9

Dari tabel perkiraan kebutuhan fisik dan biaya listrik perdesaan regional Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur tahun 2010-2014 diatas, dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2014 direncanakan membangun JTM 3.757,6 kms, JTR 892,3 kms, Kapasitas gardu distribusi 100,2 MVA.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang kegiatan listrik perdesaan tersebut sebesar Rp 1,938 triliun (dengan rincian JTM Rp 1,263 triliun, JTR Rp 222,5 milyar, gardu distribusi Rp 229,5 milyar, pembangkit Rp 164 milyar dan sambungan pelanggan Rp 58,5 milyar).

- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 54,6% di tahun 2009, menjadi 62,5% di tahun 2014 untuk Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur.

B1.11 Program Energi Baru dan Terbarukan

Lihat Bab 4.11, halaman 96.

B1.12 Proyeksi Kebutuhan Investasi

Proyeksi kebutuhan Investasi pembangkit, transmisi dan gardu induk sistem Kalseltengtim diberikan pada Lampiran B1.12.

LAMPIRAN B1.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

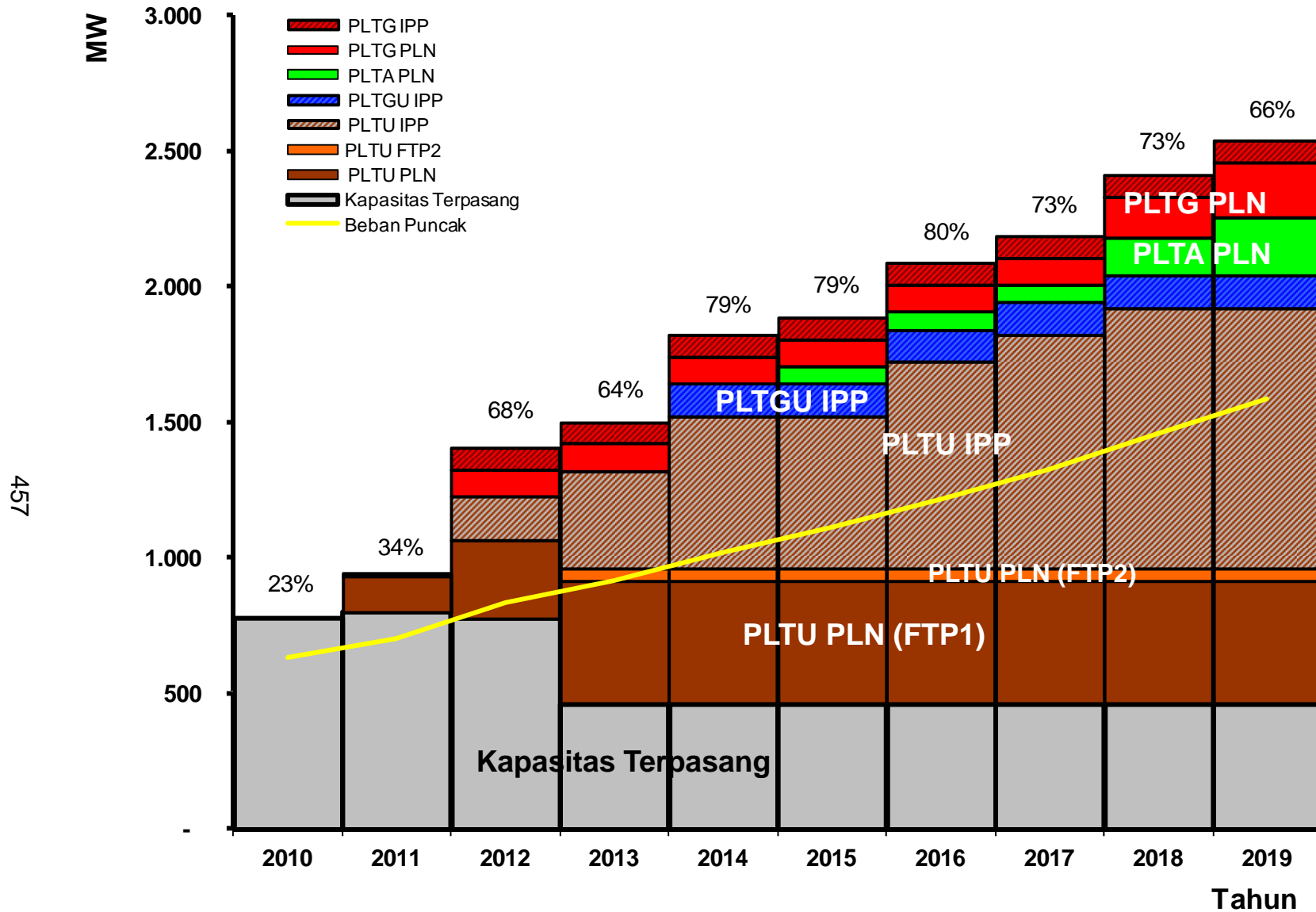
Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Kalseltengtim

SISTEM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wil. KALSELTENG Sistem Barito										
Energi Produksi (GWh)	1.827,4	2.092,0	2.465,4	2.688,1	2.897,2	3.160,5	3.440,3	3.735,8	4.098,4	4.446,1
Load Factor (%)	55,8	57,2	60,9	62,9	63,3	64,4	65,5	66,6	67,5	68,6
Beban Puncak (MW)	373,7	417,4	462,2	488,0	522,5	559,9	599,2	640,1	692,9	740,4
Wil. KALTIM Sistem Mahakam										
Energi Produksi (GWh)	1.570,3	1.977,2	2.337,6	2.662,3	2.942,6	3.250,1	3.603,2	3.992,3	4.416,2	4.882,8
Load Factor (%)	70,6	69,4	69,8	70,1	69,8	69,6	69,4	69,2	69,0	68,9
Beban Puncak (MW)	253,9	325,0	382,6	433,6	481,1	533,3	593,0	658,8	730,5	809,5
INTERKONEKSI KALSELTENG & KALTIM										
Energi Produksi (GWh)		4.069,2	4.803,0	5.350,4	5.839,8	6.410,5	7.043,5	7.728,1	8.514,6	9.329,0
Load Factor (%)		62,6	64,9	66,3	66,4	66,9	67,4	67,9	68,3	68,7
Beban Puncak (MW)		742,4	844,8	921,6	1.003,6	1.093,2	1.192,1	1.298,9	1.423,4	1.549,9

LAMPIRAN B1.2

NERACA DAYA SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

Grafik Neraca Daya Sistem Kalseltengtim



Neraca Daya Sistem Kalselteng-Kaltim

No.	Kebutuhan dan Pasokan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Produksi	GWh	3.398	3.667	4.353	5.121	5.874	6.448	7.084	7.772	8.515	9.329
	Faktor Beban	%	62	60	59	64	66	66	67	67	67	67
	Beban Puncak	MW	629	703	836	913	1.016	1.110	1.213	1.324	1.455	1.588
2	Pasokan											
	Kapasitas Terpasang	MW	776	800	775	461	461	461	461	461	461	461
	PLN		479	479	479	376	376	376	376	376	376	376
	SWASTA		61	74	133	77	103	93	103	112		
	IPP	MW	106	110	110	85	85	85	85	85	85	85
	Sewa	MW	192	212	187							
3	Tambahan Kapasitas											
	PLN											
	On Going Project											
	Pulang Pisau (FTP1)	PLTU			60	60						
	Asam Asam (FTP1)	PLTU		130								
	Rencana											
	Kaltim (FTP2)	PLTG			100							
	Kaltim	PLTG									50	
	Kalsel (unit size 50 MW)	PLTG										50
	Pulang Pisau (Ekspansi, unit size 100 MW)	PLTU						100				
	Muara Jawa/Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU		100	100							
	Kelai (Kaltim)	PLTA									75	75
	Sampit (FTP2, unit size 25 MW)	PLTU			50							
	Kusan	PLTA						65				
	IPP											
	On Going											
	Pangkalan Bun			14								
	Rencana											
	Mahakam	PLTG		80								
	Bangkanai (FTP2)	PLTGU					120					
	Kalsel - 1 (FTP2)	PLTU				100	100					
	Embalut (Ekspansi)	PLTU			50							
	Kaltim - 2 (FTP2)	PLTU				100	100					
	Kaltim - 1	PLTU			50							
	Kaltim (MT)	PLTU			45							
	Kalteng - 1	PLTU							200			
	Kaltim (Infrastruktur)	PLTU								100	100	
4	Jumlah Pasokan (Terpasang)	MW	776	944	1.404	1.500	1.820	1.985	2.185	2.285	2.510	2.635
5	Reserve Margin (Terpasang)	%	23	34	68	64	79	79	80	73	73	66

LAMPIRAN B1.3

PROYEK-PROYEK IPP TERKENDALA SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENGTIM

B1.3

Proyek-proyek IPP Yang Terkendala

Dalam pengelolaan proyek IPP terdapat beberapa proyek pembangkit IPP yang Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPTL) nya mengalami kendala. IPP dengan PPTL terkendala dikategorikan dalam 3 kategori, yaitu:

- Kategori 1: tahap operasi yaitu tahap dimana IPP sudah beroperasi namun bermasalah.
- Kategori 2, tahap konstruksi dimana IPP sudah mencapai financial closing tapi tidak kunjung konstruksi.
- Kategori 3, tahap pendanaan dimana IPP sudah memiliki PPTL namun tidak kunjung mencapai financial closing (FC).

Pembangkit IPP yang terkendala di sistem Kalseltengtim adalah,

- PLTU Embalut 2x22,5 MW masuk dalam kategori 1
- PLTU Tanah Grogot 2x7 MW masuk dalam kategori 2
- PLTU Pangkalan Bun 2x5,5 MW masuk dalam kategori 2
- PLTA MT Kaltim 2x27,5 MW masuk dalam kategori 3

Saat ini penyelesaian IPP terkendala tersebut sedang diproses oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

LAMPIRAN B1.4

NERACA ENERGI SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

Proyeksi Neraca Energi Sistem Kalseltengtim

(GWh)

Jenis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	1.278	1.748	2.308	3.677	4.509	5.091	5.603	6.251	6.953	7.455
Gas	847	948	1.405	998	875	986	1.019	1.044	989	1.009
HSD	848	694	536	369	214	133	211	223	160	211
MFO	320	574	448	200	136	95	104	105	67	69
Geot.										
Hydro	106	106	106	106	106	106	106	106	346	586
Jumlah	3.398	4.069	4.803	5.350	5.840	6.411	7.043	7.728	8.515	9.329

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Kalseltengtim

Jenis	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	10 ³ ton	727	984	1.469	2.103	2.505	2.703	2.990	3.323	3.693	3.974
Gas	bcf	9	13	13	14	13	13	13	13	13	13
HSD	10 ³ kl	226	162	168	52	27	29	59	72	51	72
MFO	10 ³ kl	103	142	131	44	23	18	23	27	16	16
Geot.	-	-	-								
Hydro	-										

LAMPIRAN B1.5

CAPACITY BALANCE GARDU INDUK SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENGTIM

Capacity Balance Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah

No.	NAMA GI	TEG (KV)	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Jml	Kap [MVA]	Total Kap [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]
1	GI CEMPAKA	150/20	1	60	60																				
	- Beban Puncak (MW)					26		28		30		33		35		38		41		45	60	48		52	
						48%		51%		56%		61%		66%		71%		77%		41%		44%		48%	
2	GI CEMPAKA	70/20	1	10	10															60					
	- Beban Puncak (MW)		2	6	12	10		10		10		11		11		12		12		13		13		14	
					-	48%		50%		52%		55%		57%		59%		62%		64%		66%		69%	
					22																				
3	GI BANJARMASIN	70/20	1	6	6																				
	- Beban Puncak (MW)		1	10	10	38		40		42		45		47		49	30	52		54		57		60	
			1	20	20	64%		67%		71%		75%		79%		57%		60%		63%		66%		69%	
			1	30	30																				
					66																				
4	GI TRISAKTI	70/20	2	6	12																				
	- Beban Puncak (MW)		1	15	15	24		25		27		29		30		32		33		25		26		27	
			2	10	20	58%		60%		63%		67%		71%		74%		78%		58%		61%		64%	
					47																				
5	GI TRISAKTI	150/20	1	60	60																				
	- Beban Puncak (MW)					19		21		23		25		27		30		33		55	60	49		54	
						36%		38%		42%		46%		51%		55%		60%		51%		46%		50%	
6	GI MANTUIL	150/20	2	30	60																				
	- Beban Puncak (MW)					20		22		24		26		29		31		34		37		40		44	60
						37%		40%		44%		49%		53%		58%		63%		69%		74%		41%	

Capacity Balance Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah

No.	NAMA GI	TEG (KV)	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Jml	Kap [MVA]	Total Kap [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]
7	GI SEBERANG BARITO	150/20	2	20	40																				
	- Beban Puncak (MW)					15		15		15		16		16		17		17		17		17		18	
						41%		42%		42%		44%		44%		46%		46%		48%		48%		50%	
8	GI SELAT	150/20	1	20	20																				
	- Beban Puncak (MW)					10	30	10		11		12		13		14		15		16		17		18	
						22%		23%		25%		27%		29%		31%		33%		35%		38%		40%	
9	GI PALANGKARAYA	150/20	2	30	60																				
	- Beban Puncak (MW)					36		39		36		40		22		23		25		27		29		32	
						67%		72%		68%		74%		40%		43%		47%		50%		54%		59%	
10	GI BARIKIN	150/20	2	30	60																				
	- Beban Puncak (MW)					27		29		31		34		37		40		43	60	47		50		55	
						50%		54%		58%		63%		69%		74%		40%		43%		46%		50%	
11	GI TANJUNG	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					13		14		15		16		18		19		21		22	30	24		26	
						48%		51%		56%		61%		66%		71%		77%		41%		44%		48%	
12	GI AMUNTAI	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					17		18		20		22	30	23		25		27		30		32		35	
						63%		68%		74%		40%		43%		47%		51%		55%		59%		64%	

Capacity Balance Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah

No.	NAMA GI	TEG (KV)	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Jml	Kap [MVA]	Total Kap [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]
13	GI ASAM-ASAM	150/20	2	10	20																				
	- Beban Puncak (MW)					13		13		15		16		17		19		20		22	30	23		25	
						47%		50%		54%		59%		64%		69%		75%		40%		43%		47%	
14	GI PELAIHARI	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					11		12		13		15		16		18		19		21		23	30	25	
						42%		45%		49%		55%		59%		65%		71%		77%		42%		46%	
15	GI RANTAU/BINUANG	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					12		13		14		15		17		18		20		22		23	30	26	
						43%		47%		51%		57%		62%		67%		73%		80%		43%		48%	
16	GI TAPPING PULANG P	150/20	1	10	10																				
	- Beban Puncak (MW)					3		3		4		4		5		5		5		6		6		7	
						36%		39%		42%		47%		51%		55%		60%		66%		71%		78%	
17	GI BATULICIN	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					0		10		11		12		13		14		15		17		18		20	
						0%		36%		40%		44%		48%		52%		57%		62%		67%		74%	
18	GI KAYU TANGI	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					13		14		15		17		18		20		22		23	30	25		28	
						47%		51%		56%		61%		67%		73%		80%		43%		47%		52%	

Capacity Balance Sistem Kalimantan Selatan dan Tengah

No.	NAMA GI	TEG (KV)	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Jml	Kap [MVA]	Total Kap [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]	Peak Load [MW]	Add Trafo [MVA]
19	GI SAMPIT	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					0		18		18		20		22		23	30	26		28		30		33	
						0%		68%		66%		73%		80%		43%		47%		52%		56%		61%	
20	GI KASONGAN	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					0		0		8		8		9		10		11		12		13		14	
						0%		0%		28%		31%		34%		37%		40%		44%		47%		52%	
21	GI PANGKALAN BUN	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)									4		6		8		9		11		13		16		18	
										16%		22%		29%		35%		42%		50%		58%		68%	
22	GI BUNTOK/AMPAH	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					0		0		6		6		7		7		8		9		9		10	
						0%		0%		21%		23%		25%		27%		29%		32%		35%		38%	
23	GI MUARA TEWEH	150/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)					0		0		5		6		6		7		7		8		8		9	
						0%		0%		19%		21%		23%		25%		27%		29%		31%		34%	
24	GI PALANGKARAYA II	150/20	1	60	60																				
	- Beban Puncak (MW)													22		23		25		27		29		32	
						0%		0%		0%		0%		40%		43%		47%		50%		54%		59%	
25	GI KUALA KURUN	150/20	1	20	20																				
	- Beban Puncak (MW)													0,0		3,5		3,8		4,1		4,4		4,8	
						0%		0%		0%		0%		0%		19%		21%		23%		24%		26%	
TOTAL BEBAN GI						306	30	354	0	396	0	433	30	467	0	507	60	547	60	598	210	632	60	687	60

Capacity Balance Sistem Kalimantan Timur

No.	Substation	Total Eks (MVA)	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)
1.	GI Gn Malang / Industri 1992 150/20	50	64 78%		72 66%	60	81 75%		62 58%		66 61%		69 64%		72 67%		75 70%		79 73%		83 76%	
2.	GI Batakan/Manggar Sari 1992 150/20	70	29 46%		32 50%		35 77%		28 44%		31 49%		34 54%		37 59%		41 65%		45 71%		49 78%	
3.	GI Karang Joang/Giri Rejo 1993 150/20 GI Sei Keledang/Harapan	30	19 35%		20 38%		22 41%		24 44%		26 49%		29 53%		32 59%		35 64%		38 71%		42 77%	
4.	Baru 1993 150/20 GI Karang	30	33 41%	60	36 45%		39 49%		42 52%		47 58%		51 63%		56 69%		62 76%		68 84%		74 55%	60
5.	Asem/Tengkawang 1996 150/20	30	30 37%		34 42%		61 75%		68 84%		78 58%	60	89 66%		101 75%		115 85%		65 48%		72 53%	
6.	GI Tanjung Batu/Embalut 1996 150/20	30	8 31%		9 34%		10 37%		11 40%		12 44%		13 48%		14 53%		16 58%		17 64%		19 70%	
7.	GI Palaran/Bukuan 1996 150/20	30	8 19%	20	9 20%		10 22%		11 24%		12 26%		13 29%		14 32%		16 35%		17 38%		19 42%	
8.	GI Tenggarong / Bukit Biru 2007 150/20	30	14 52%		15 56%		17 62%		18 66%		20 73%		22 80%		24 44%	30	26 48%		29 53%		31 58%	
9.	GI Sambutan 2010 150/20		19 69%	30	21 78%		24 88%		27 33%	60	30 38%		35 43%		39 49%		45 55%		51 63%		58 72%	
10.	GI Kuaro / Tanah Grogot 2011 150/20						14 51%	30	16 58%		18 65%		20 73%		22 83%		25 47%	30	28 53%		32 59%	

Capacity Balance Sistem Kalimantan Timur

No.	Substation	Total Eks (MVA)	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)	Peak (MW)	Add Transf (MVA)
11	GI Bontang 2011 150/20				20 73%	30	23 84%		26 47%	30	29 54%		33 60%		37 68%		42 77%		47 58%	30	53 65%	
12	GI Sangatta 2012 150/20								17 65%	30	20 73%		22 82%		25 47%	30	28 53%		32 59%		36 67%	
13	GI Petung 2011 150/20						14 50%	30	15 57%		17 64%		20 72%		22 82%		25 46%	30	28 52%		32 59%	
14	GI New Industri / Balikpapan 2013 150/20								32 60%	60	37 68%		42 78%		48 44%	60	54 50%		62 57%		70 65%	
15	GI PLTG Sembera 2012 150/20				11 21%	60	12 22%		12 21%		12 22%		12 22%		12 23%		12 23%		13 23%		13 24%	
16	GI Kariangau 2012 150/20						20 38%	60	23 42%		26 48%		30 55%		34 62%		38 71%		44 81%		50 46%	60
17	GI New Samarinda 2018 150/20																	65 60%	120	74 69%		
18	GI Berau / Tj Redep 2013 150/20												20 74%	30	22 82%		24 45%	30	27 50%		30 56%	
19	GI Bulungan / Tj Selor 2011 150/20												11 41%	30	12 46%		14 51%		15 56%		17 62%	

LAMPIRAN B1.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENGTIM

Proyeksi Kebutuhan Fisik Transmisi dan GI Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur

(kms)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
T/L 500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T/L 275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T/L 150 kV	244	994	1,391	588	215	460	-	138	16	-	4,046
T/L 70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	244	994	1,391	588	215	460	-	138	16	-	4,046

(MVA)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-	60
150/20 kV	320	210	180	240	120	120	180	300	210	180	2,060
70/20 kV	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	30
Jumlah	320	210	180	240	120	210	180	300	210	180	2,150

Rencana Pengembangan Penyaluran Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur

No.	Propinsi	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	kms	Biaya MUSD	COD	Status	Sumber Pendanaan
1	Kalsel	Barikin	Tanjung	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	116	8.85	2010	on going	ADB
2	Kalsel	Barikin	Amuntai	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	66	3.66	2010	on going	APLN
3	Kalsel	Seberang Barito	Kayutagi	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	42	2.33	2010	on going	APLN
4	Kalsel	PLTU Asam-asam (Perpres)	Mantuil	150 kV	2cct, ACSR 2x330 mm2	220	19.91	2011	on going	APLN
5	Kalsel	Asam-asam	Batu licin	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	248	18.93	2011	on going	APLN/APBN
6	Kalsel	Tanjung	Perbatasan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	284	21.68	2012	Committed	ADB
7	Kalsel	Rantau (Barikin - Cempaka)	Incomer 2 phi	150 kV	4cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	0.15	2012	Planned	Unall
8	Kalsel	PLTU Kalsel (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	12	0.92	2012	Planned	IPP
9	Kalsel	Reconduktor Cempaka	Barikin	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	212.5	16.22	2014	Planned	Unall
10	Kalsel	PLTA Kusan	Simpang 4	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm3	138	7.65	2017	Planned	Unall
11	Kalteng	Palangkaraya	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	346	19.17	2011	Committed	APLN/APBN
12	Kalteng	Kasongan (Sampit - P raya)	Incomer phi	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	2	0.11	2012	Committed	APLN
13	Kalteng	Tanjung	Buntok	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	260	19.85	2012	Proposed	APBN
14	Kalteng	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	344	19.06	2012	Proposed	APBN
15	Kalteng	PLTGU Bangkanai (FTP 2)	Muara Teweh	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	80	6.11	2013	Planned	Unall
16	Kalteng	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	220	16.79	2013	Planned	Unall
17	Kalteng	PLTU P.Pisau (Perpres)/Selat	Incomer 2 phi	150 kV	4cct, ACSR 1 x 240 mm2	4	0.22	2013	on going	APLN
18	Kalteng	Palangkaraya [New]	Incomer phi	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	2	0.11	2014	Planned	Unall
19	Kalteng	Muara Teweh	Kuala Kurun	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	200	11.08	2015	Planned	Unall
20	Kalteng	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2.22	2015	Planned	Unall
21	Kaltim	Bukuan	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm2	20	1.53	2010	on going	APLN
22	Kaltim	Bontang	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	180	13.74	2011	Proposed	APBN
23	Kaltim	PLTG Mahakam	Manggarsari	150 kV	2 cct, ACSR 2x240 mm2	50	3.82	2012	Proposed	IPP
24	Kaltim	PLTG Mahakam	PLTU Infrastruktur	150 kV	2 cct, ACSR 2x240 mm2	50	3.82	2014	Proposed	Unallocated
25	Kaltim	PLTG Kaltim (FTP 2)	Sambutan	150 kV	2 cct, ACSR 2x240 mm2	20	1.53	2012	Proposed	IPP
26	Kaltim	Petung	Incomer 1 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm2	6	0.46	2012	Proposed	ADB
27	Kaltim	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	310	23.66	2012	on going	ADB
28	Kaltim	Kuaro	Perbatasan	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm2	93	7.10	2012	on going	APLN
29	Kaltim	Teluk Balikpapan / Kariangau	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	4cct, ACSR 2x240 mm2	8	0.61	2012	Plan	APLN
30	Kaltim	Bontang	PLTU Kaltim (Sangata)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	520	117.04	2013	Proposed	APBN
31	Kaltim	Harapan Baru	Bukuan	150 kV	Up rating mejadi Twin Hawk	24	1.83	2013	Plan	APLN
32	Kaltim	PLTU Infrastruktur	Bukuan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	20	1.53	2015	Plan	IPP
33	Kaltim	Berau	Tanjung Selor	150 kV	2cct, ACSR 1x240 mm2	200	11.08	2015	Plan	APLN
34	Kaltim	New Samarinda	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	16	1.22	2018	Plan	APLN

Rencana Pengembangan Gardu Induk Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur

No.	Propinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Kap	Biaya MUSD	COD	Status	Sumber Pendanaan
1	Kalsel	Tanjung (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
2	Kalsel	Barikin Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
3	Kalsel	Amuntai (GI baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
4	Kalsel	Barikin Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
5	Kalsel	Kayu Tangi (GI baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
6	Kalsel	Seberang Barito Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
7	Kalsel	Asam asam Diameter 3 CB	150/20 kV	3 CB	1.62	2010	On Going	APLN
8	Kalsel	Asam asam Diameter 2 CB	150/20 kV	2 CB	1.35	2010	On Going	APLN
9	Kalsel	Asam-asam Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011	On Going	APLN
10	Kalsel	Mantuil Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
11	Kalsel	Tanjung (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
12	Kalsel	Barikin Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
13	Kalsel	Amuntai (GI baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
14	Kalsel	Barikin Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
15	Kalsel	Kayu Tangi (GI baru)	150/20 kV	30	2.62	2010	On Going	APLN
16	Kalsel	Seberang Barito Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
17	Kalsel	Asam asam Diameter 3 CB	150/20 kV	3 CB	1.62	2010	On Going	APLN
18	Kalsel	Asam asam Diameter 2 CB	150/20 kV	2 CB	1.35	2010	On Going	APLN
19	Kalsel	Asam-asam Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011	On Going	APLN
20	Kalsel	Mantuil Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On Going	APLN
21	Kalteng	Selat	150/20 kV	30	1.39	2010	On Going	APLN
22	Kalteng	Sampit (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2011	On Going	APLN/APBN
23	Kalteng	Palangkaraya Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011	On Going	APLN/APBN
24	Kalsel	Batu licin (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2011	On Going	APLN/APBN
25	Kalsel	Asam-asam Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011	On Going	APLN
26	Kalteng	Pangkalan Bun (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2012	Proposed	APBN
27	Kalteng	Sampit Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012	Proposed	APBN
28	Kalteng	Buntok (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2012	Proposed	APBN
29	Kalsel	Tanjung Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012	Planned	Unall
30	Kalsel	Tanjung Ext LB (Perbatasan)	150/20 kV	2 LB	1.23	2012	Planned	Unall

Rencana Pengembangan Gardu Induk Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur

No.	Propinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Kap	Biaya MUSD	COD	Status	Sumber Pendanaan
31	Kalsel	Tanjung Ext LB (PLTU IPP)	150/20 kV	2 LB	1.23	2012	Planned	Unall
32	Kalteng	Muara Teweh (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2013	Planned	Unall
33	Kalteng	Buntok Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2013	Planned	Unall
34	Kalsel	Amuntai	150/20 kV	30	1.39	2013	Planned	Unall
35	Kalsel	Muara Teweh Ext LB (PLTGU)	150/20 kV	2 LB	1.23	2013	Planned	Unall
36	Kalteng	Palangkaraya (GI Baru)	150/20 kV	60	3.34	2014	Planned	Unall
37	Kalteng	Palangkaraya New Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2014	Planned	Unall
38	Kalteng	Sampit	150/20 kV	30	1.39	2015	Planned	Unall
39	Kalsel	Banjarmasin	70/20 kV	30	1.26	2015	Planned	Unall
40	Kalteng	Kuala Kurun (GI Baru)	150/20 kV	30	2.62	2015	Planned	Unall
41	Kalteng	Muara Teweh Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2015	Planned	Unall
42	Kalsel	Trisakti IBT	150/70 kV	60	2.10	2015	Planned	Unall
43	Kalsel	Rantau Ext LB (PLTU IPP)	150/20 kV	2 LB	1.23	2015	Planned	Unall
44	Kalsel	Sampit Ext LB (PLTU)	150/20 kV	2 LB	1.23	2015	Planned	Unall
45	Kalsel	Barikin	150/20 kV	60	2.10	2016	Planned	Unall
46	Kalsel	Kayutangi	150/20 kV	30	1.39	2017	Planned	Unall
47	Kalsel	Cempaka	150/20 kV	60	2.10	2017	Planned	Unall
48	Kalsel	Trisakti	150/20 kV	60	2.10	2017	Planned	Unall
49	Kalsel	Tanjung	150/20 kV	30	1.39	2017	Planned	Unall
50	Kalsel	Asam asam	150/20 kV	30	1.39	2017	Planned	Unall
51	Kalsel	Rantau Ext LB (Kusan)	150/20 kV	2 LB	1.23	2017	Planned	Unall
52	Kalsel	Rantau	150/20 kV	30	1.39	2018	Planned	Unall
53	Kalsel	Pelaihari	150/20 kV	30	1.39	2018	Planned	Unall
54	Kalsel	Mantuil	150/20 kV	60	2.10	2019	Planned	Unall
55	Kaltim	Bukuan/Palaran	150/20 kV	20	0.52	2010	On going	APLN
56	Kaltim	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	60	2.10	2010	Proposed	APLN
57	Kaltim	Sambutan	150/20 kV	30	2.62	2010	On going	APLN
58	Kaltim	Bukuan/Palaran Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2010	On going	APLN
59	Kaltim	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	60	2.10	2011	Plan	APLN
60	Kaltim	GI PLTG Sembera	150/20 kV	60	4.57	2011	Plan	APLN

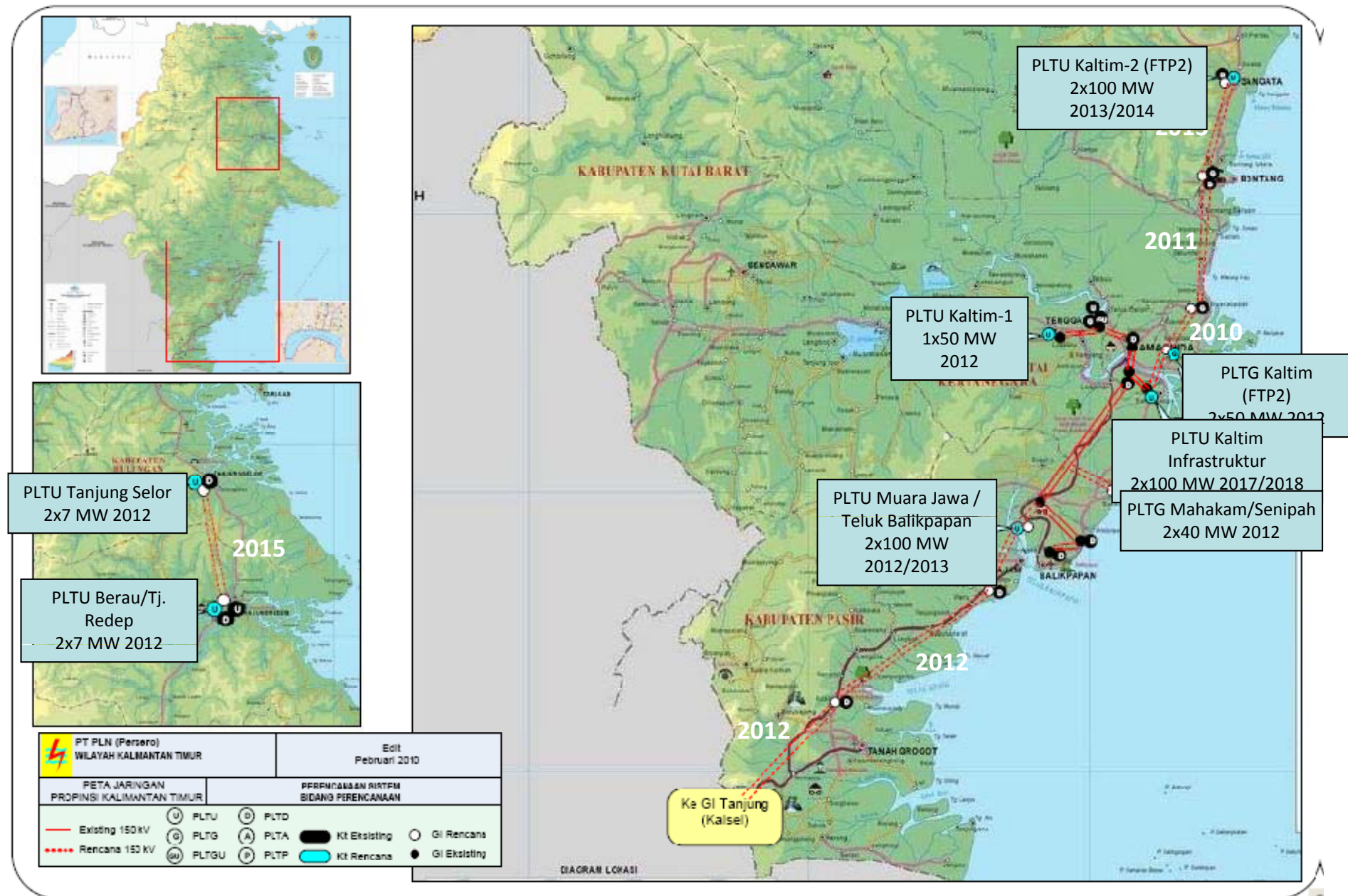
Rencana Pengembangan Gardu Induk Kalimantan Selatan, Tengah dan Timur

No.	Propinsi	Nama Gardu Induk	Tegangan	Kap	Biaya MUSD	COD	Status	Sumber Pendanaan
61	Kaltim	Sambutan Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2011	Proposed	APBN
62	Kaltim	Bontang	150/20 kV	30	2.62	2011	Proposed	APBN
63	Kaltim	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	30	3.85	2012	Plan	APLN
64	Kaltim	Karang Joang/Giri Rejo Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2012	Plan	APLN
65	Kaltim	Petung	150/20 kV	30	1.75	2012	Plan	APLN
66	Kaltim	Kariangau / Tel. Balikpapan	150/20 kV	60	3.34	2012	Plan	APLN
67	Kaltim	Sangatta	150/20 kV	30	2.62	2013	Proposed	APBN
68	Kaltim	Bontang Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2013	Proposed	APBN
69	Kaltim	Sambutan	150/20 kV	60	2.10	2013	Plan	APLN
70	Kaltim	Bontang	150/20 kV	30	1.39	2013	Plan	APLN
71	Kaltim	New Industri	150/20 kV	60	3.34	2013	Plan	APLN
72	Kaltim	Batakan / Manggar Sari Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2013	Plan	APLN
73	Kaltim	Bukan/Palaran Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2013	Plan	APLN
74	Kaltim	Tengkawang/Karang Asem	150/20 kV	60	2.10	2014	Plan	APLN
75	Kaltim	Berau / Tj Redep	150/20 kV	30	2.62	2015	Plan	APLN
76	Kaltim	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	30	2.62	2015	Plan	APLN
77	Kaltim	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	30	1.39	2016	Plan	APLN
78	Kaltim	Sangatta	150/20 kV	30	1.39	2016	Plan	APLN
79	Kaltim	New Industri	150/20 kV	60	2.10	2016	Plan	APLN
80	Kaltim	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	30	1.39	2017	Plan	APLN
81	Kaltim	Petung	150/20 kV	30	1.39	2017	Plan	APLN
82	Kaltim	Berau / Tj Redep	150/20 kV	30	1.39	2017	Plan	APLN
83	Kaltim	Bontang	150/20 kV	30	1.39	2018	Plan	APLN
84	Kaltim	New Samarinda	150/20 kV	120	5.44	2018	Plan	APLN
85	Kaltim	Sambutan Ext LB	150/20 kV	2 LB	1.23	2018	Plan	APLN
86	Kaltim	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	60	2.10	2019	Plan	APLN
87	Kaltim	Kariangau / Teluk Balikpapan	150/20 kV	60	2.10	2019	Plan	APLN

LAMPIRAN B1.7

PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENGTIM

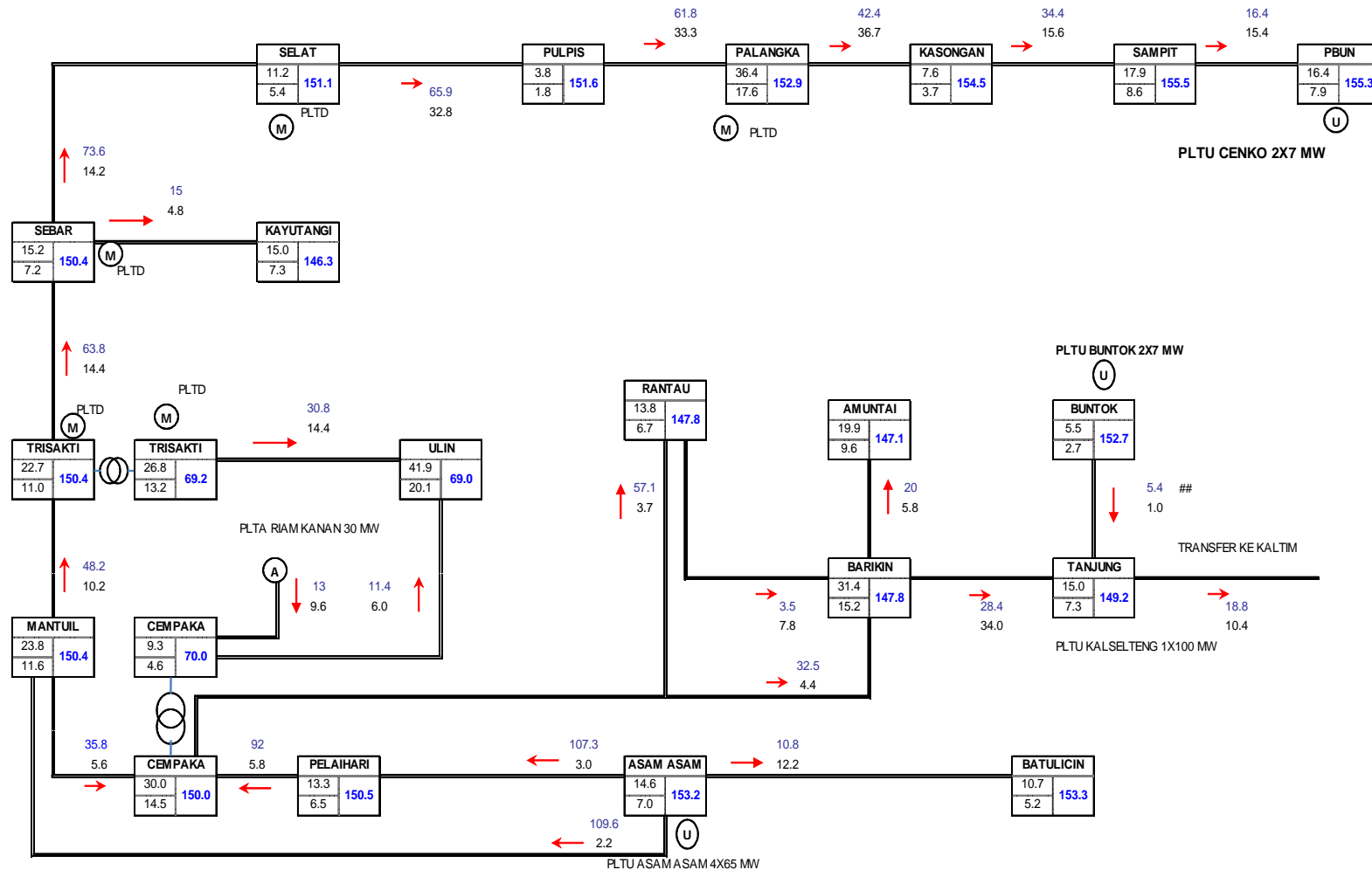
Peta Kelistrikan Sistem Kaltim



LAMPIRAN B1.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

Analisa Aliran Daya Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2012

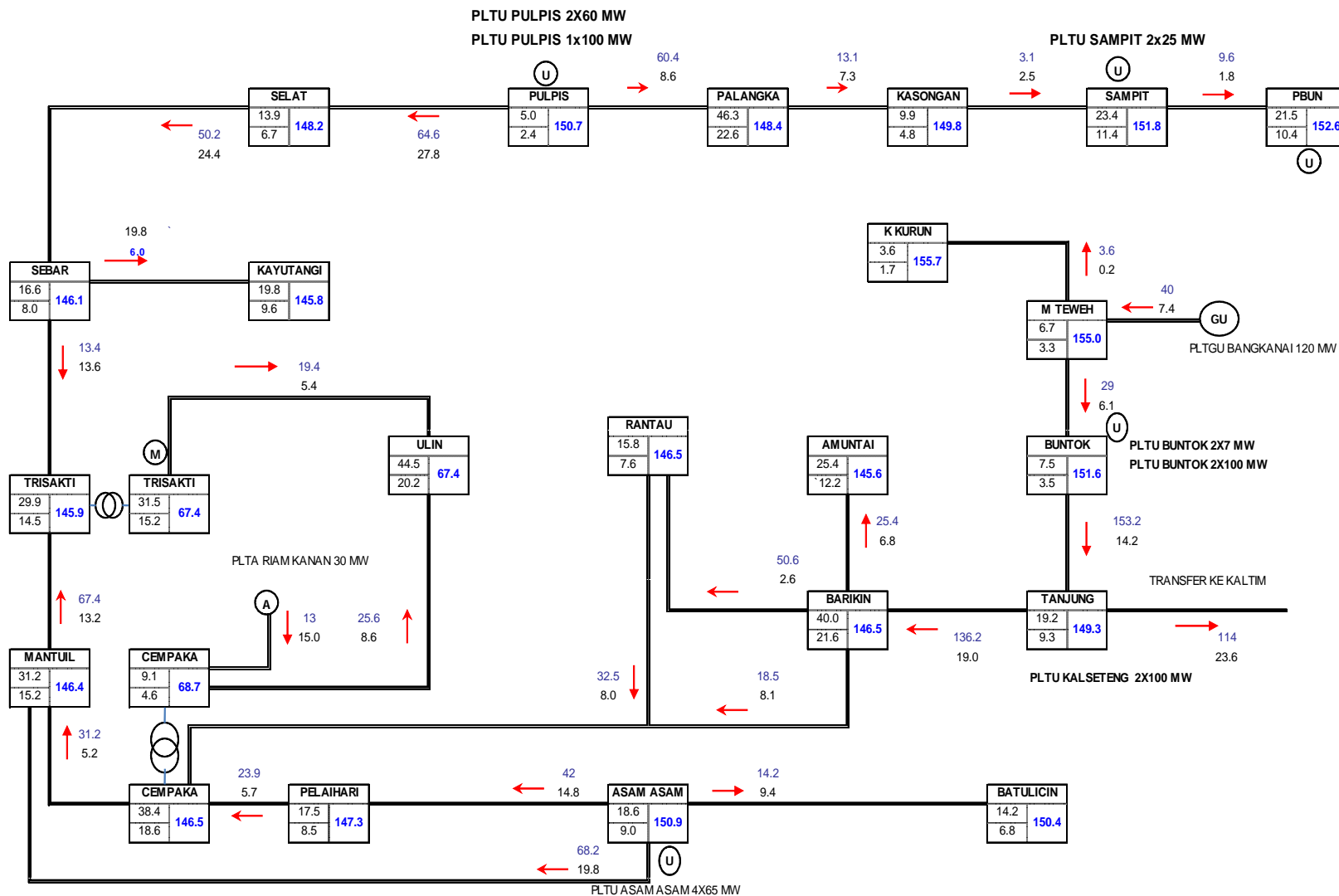


KET :

NAMA GI	
MW	KV
MVAR	

Beban Sistem : 424.3 MW
 Losses : 9.4 MW
 Flow dalam MW/MVAR

Analisa Aliran Daya Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2015

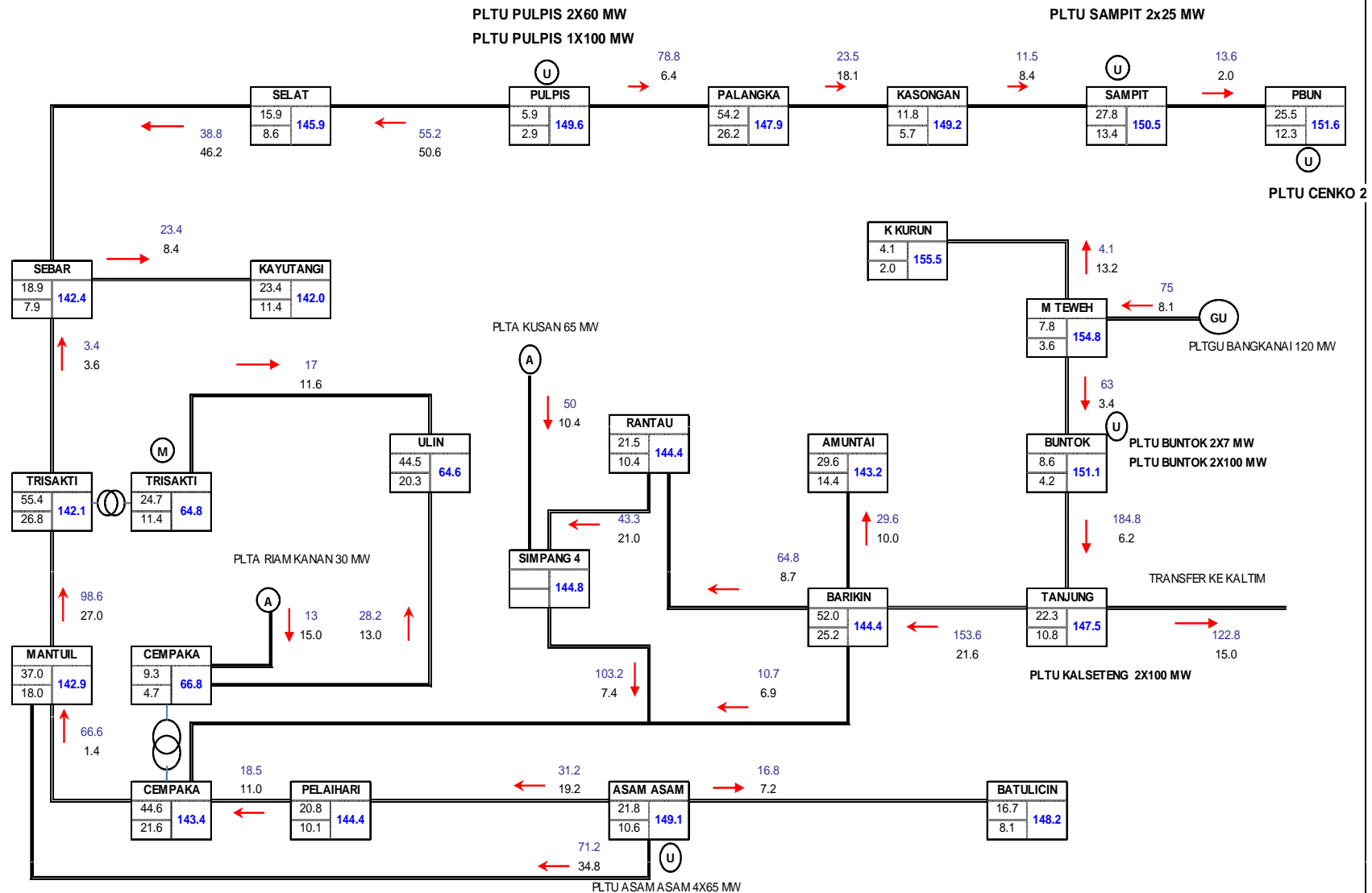


KET :

NAMA GI	
MV	KV
MVAR	

Beban Sistem : 544.3 MW
Losses : 10.3 MW
Flow dalam MW/MVAR

Analisa Aliran Daya Kalimantan Selatan dan Tengah Tahun 2017

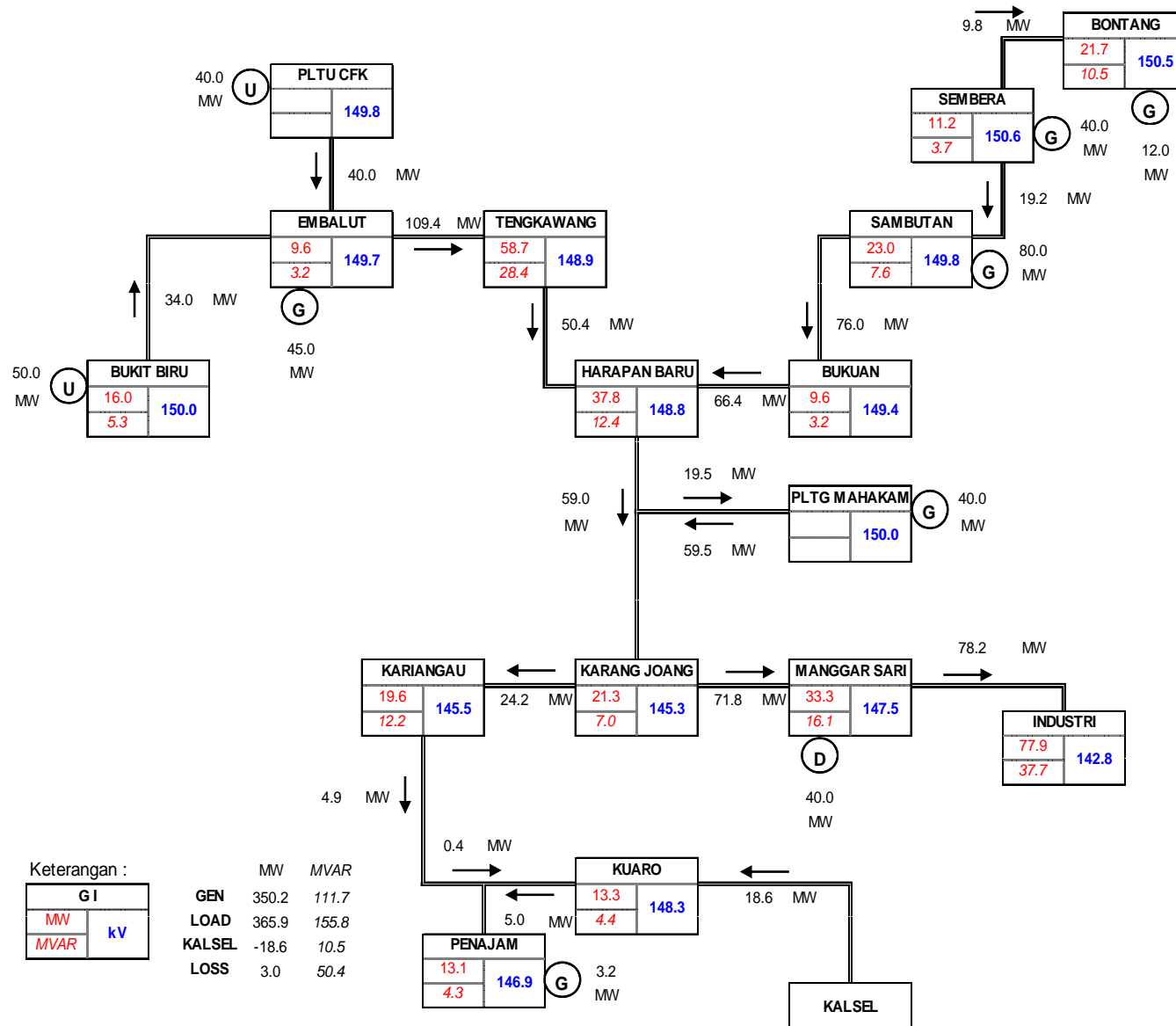


KET:

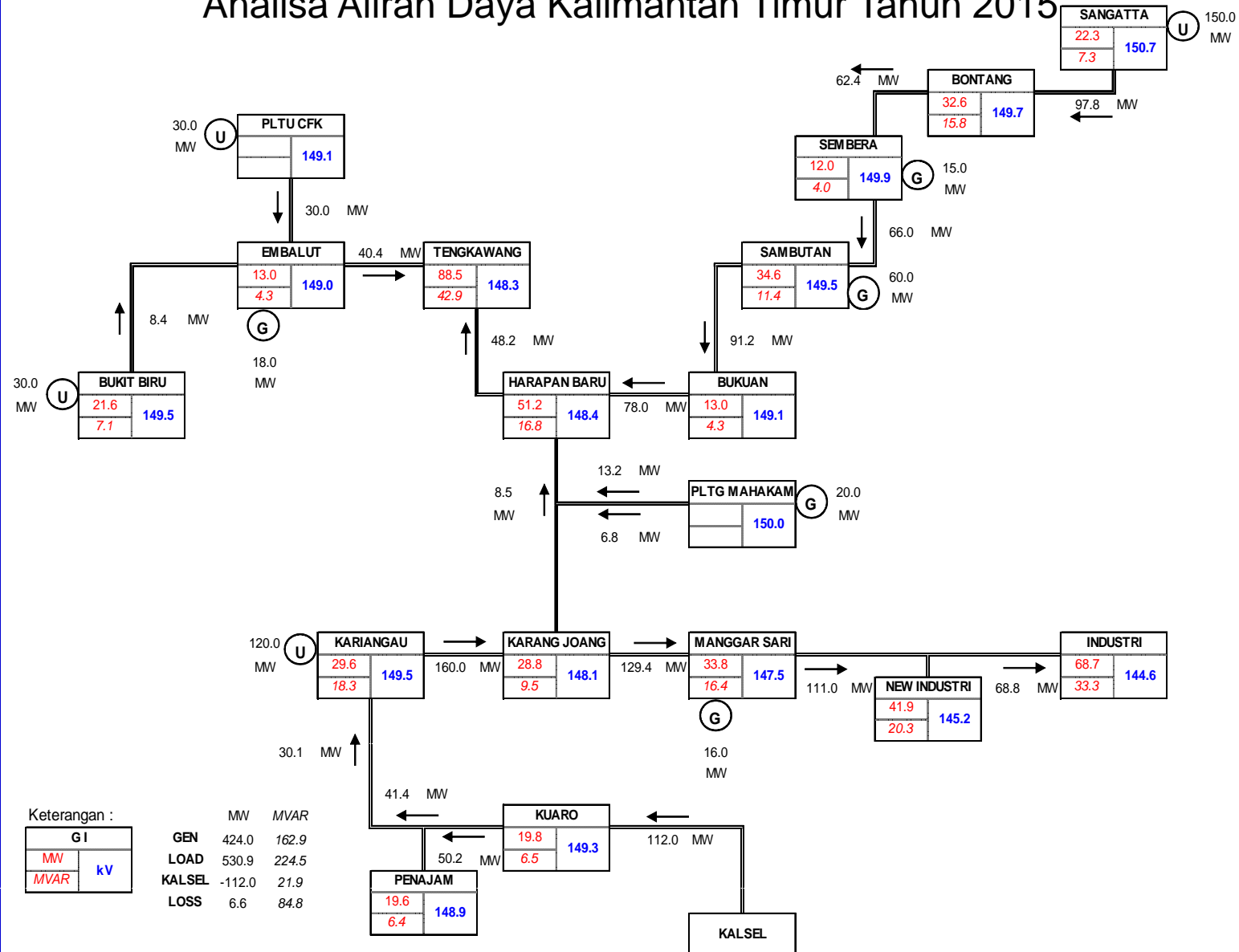
NAMA GI	
MW	KV
MVAR	

Beban Sistem : 629.1 MW
Losses : 14.8 MW
Flow dalam MW/MVAR

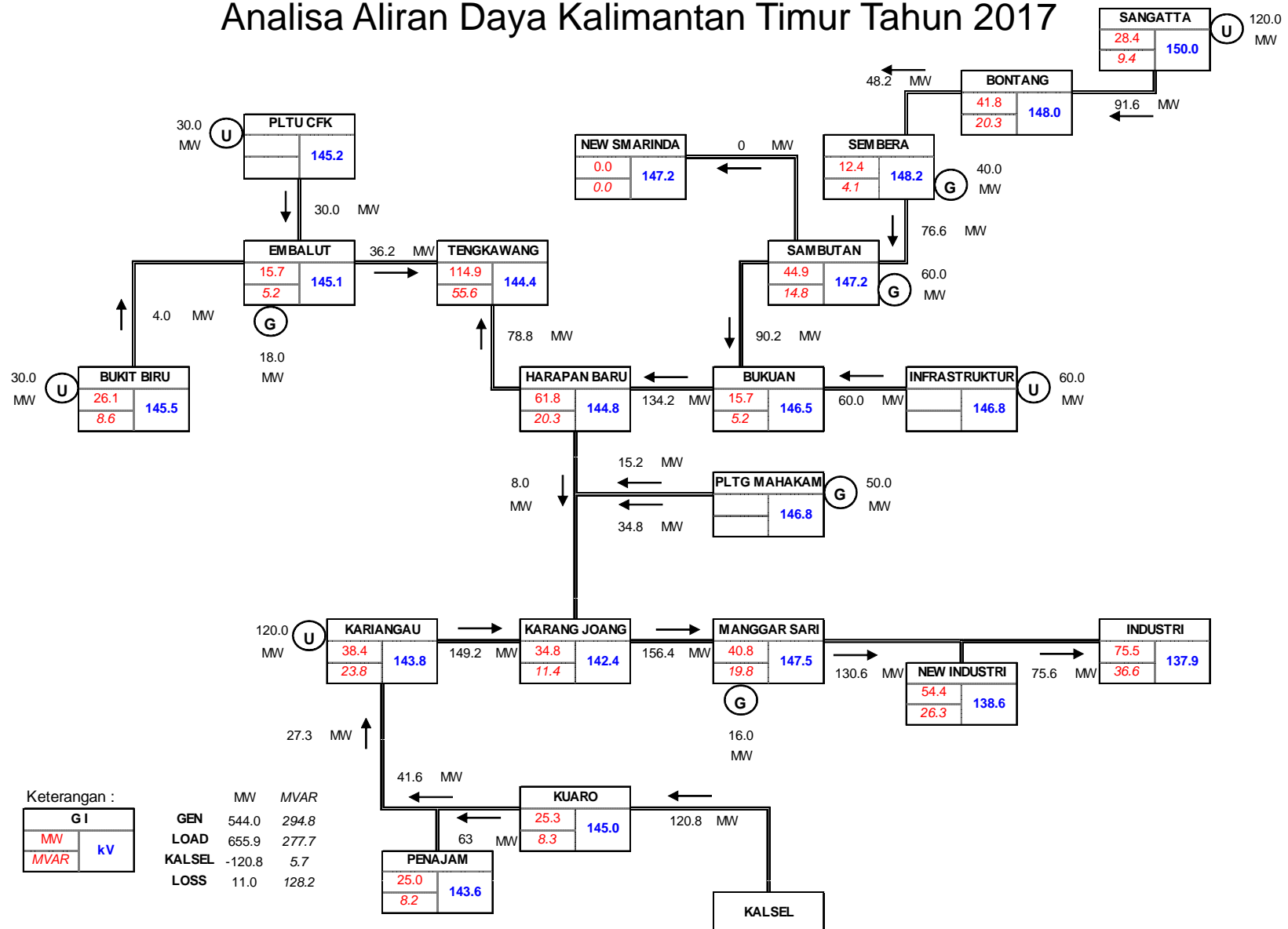
Analisa Aliran Daya Kalimantan Timur Tahun 2012



Analisa Aliran Daya Kalimantan Timur Tahun 2015



Analisa Aliran Daya Kalimantan Timur Tahun 2017



LAMPIRAN B1.9

KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalsel, Kalteng & Kaltim

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	894.6	736.5	62.3	59,444
2011	1,497.2	1,250.3	126.3	119,903
2012	1,634.0	1,354.9	161.2	118,974
2013	1,573.4	1,281.3	166.8	109,880
2014	1,606.0	1,275.7	120.9	117,466
2015	1,774.7	1,388.4	132.2	126,108
2016	2,065.6	1,599.7	145.2	141,366
2017	2,294.3	1,749.2	158.8	152,411
2018	2,596.7	1,939.7	171.9	162,247
2019	2,999.9	2,195.8	189.1	174,914
2010-2019	18,936.5	14,771.3	1,434.7	1,282,713

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Regional Kalsel Kalteng & Kaltim

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	20,5	8,4	8,2	3,3	40,5
2011	35,0	14,3	15,6	6,8	71,7
2012	36,9	15,4	17,8	6,8	76,9
2013	34,2	14,4	17,2	6,3	72,1
2014	35,2	14,4	14,2	6,7	70,6
2015	38,7	15,7	15,4	7,2	77,0
2016	44,9	18,1	17,3	8,1	88,3
2017	49,5	19,7	18,7	8,7	96,7
2018	56,0	21,9	20,3	9,3	107,4
2019	64,9	24,8	22,3	10,0	121,9
2010-2019	415,9	167,1	167,1	73,2	823,2

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalimantan Selatan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	403.0	353.0	19.9	33,585
2011	725.1	630.2	35.0	57,979
2012	693.5	602.3	33.4	54,771
2013	562.1	492.1	27.8	45,418
2014	601.9	527.0	29.7	48,143
2015	644.6	564.2	31.8	51,032
2016	740.8	648.3	36.5	58,601
2017	797.1	697.3	39.3	62,410
2018	899.5	775.8	42.4	66,467
2019	1,051.4	889.4	46.5	70,787
2010-2019	7,118.9	6,179.6	342.4	549,193

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kalsel

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	10.6	4.2	4.1	1.8	20.8
2011	19.1	7.5	7.2	3.2	37.0
2012	18.3	7.1	6.8	3.0	35.3
2013	14.8	5.8	5.7	2.5	28.9
2014	15.9	6.3	6.1	2.6	30.9
2015	17.0	6.7	6.5	2.8	33.0
2016	19.6	7.7	7.5	3.2	38.0
2017	21.0	8.3	8.0	3.4	40.8
2018	23.7	9.2	8.7	3.7	45.3
2019	27.8	10.6	9.5	3.9	51.7
2010-2019	187.9	73.3	70.1	30.2	361.6

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalimantan Tengah

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	161.0	138.5	7.8	13,036
2011	289.7	247.3	13.7	22,504
2012	277.1	236.3	13.1	21,259
2013	224.6	193.1	10.9	17,629
2014	240.5	206.8	11.7	18,686
2015	257.6	221.4	12.5	19,808
2016	296.0	254.3	14.3	22,746
2017	318.5	273.6	15.4	24,224
2018	359.4	304.4	16.6	25,799
2019	420.1	349.0	18.2	27,476
2010-2019	2,844.5	2,424.6	134.3	213,166

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kalteng

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	4.3	1.6	1.6	0.7	8.2
2011	7.6	2.9	2.8	1.2	14.6
2012	7.3	2.8	2.7	1.2	14.0
2013	5.9	2.3	2.2	1.0	11.4
2014	6.3	2.5	2.4	1.0	12.2
2015	6.8	2.6	2.6	1.1	13.1
2016	7.8	3.0	2.9	1.3	15.0
2017	8.4	3.2	3.2	1.3	16.1
2018	9.5	3.6	3.4	1.4	17.9
2019	11.1	4.1	3.7	1.5	20.5
2010-2019	75.1	28.8	27.5	11.7	143.1

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Propinsi Kalimantan Timur

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	330.6	244.9	34.5	12,824
2011	482.4	372.8	77.6	39,419
2012	663.4	516.2	114.6	42,944
2013	786.8	596.0	128.1	46,833
2014	763.6	542.0	79.5	50,637
2015	872.5	602.8	87.9	55,269
2016	1,028.8	697.1	94.4	60,019
2017	1,178.8	778.2	104.1	65,776
2018	1,337.8	859.5	112.9	69,981
2019	1,528.4	957.5	124.3	76,651
2010-2019	8,973.1	6,167.1	958.0	520,354

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Propinsi Kaltim

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	5.6	2.6	2.5	0.8	11.5
2011	8.2	3.9	5.6	2.4	20.1
2012	11.3	5.4	8.3	2.6	27.6
2013	13.4	6.3	9.3	2.8	31.8
2014	13.0	5.7	5.8	3.0	27.5
2015	14.9	6.4	6.4	3.3	30.9
2016	17.5	7.4	6.8	3.6	35.3
2017	20.1	8.2	7.6	3.9	39.8
2018	22.8	9.1	8.2	4.2	44.2
2019	26.0	10.1	9.0	4.6	49.8
2010-2019	152.8	65.1	69.5	31.2	318.6

LAMPIRAN B1.10

PROGRAM LISTRIK PERDESAAN SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENGTIM

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Regional Kalsel, Kalteng & Kaltim

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	109,3	97,9	5,2	88	3	-	-
2011	646,5	150,8	14,1	236	2	1	24.739
2012	1.143,6	224,1	23,7	347	-	-	38.000
2013	963,5	228,6	23,5	333	-	-	51.000
2014	894,7	190,8	33,7	287	-	-	83.000
Total	3.757,6	892,3	100,2	1.291,3	5,0	1,0	196.739

Perkiraan Biaya Lisdas Regional kalsel, Kalteng & Kaltim (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	25.014,8	15.917,4	11.430,2	3.262,5	-	55.625,0
2011	196.616,3	31.911,3	33.785,5	42.519,1	8.330,6	313.162,8
2012	374.492,4	54.034,1	54.308,5	47.470,1	9.766,7	540.071,7
2013	344.530,2	62.365,2	55.849,2	52.545,8	12.377,9	527.668,3
2014	322.589,1	58.225,6	74.075,6	18.225,6	28.020,1	501.136,0
Total	1.263.242,9	222.453,7	229.449,1	164.023,0	58.495,2	1.937.663,9

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Selatan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	27.0	21.5	1.8	38	1		
2011	212.8	75.4	4.2	88		1	11,969
2012	275.2	100.4	7.0	140			20,000
2013	260.0	109.0	7.3	140			30,000
2014	250.0	105.2	8.3	150			30,000

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Selatan (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total
2010	5,577.6	2,973.9	4,160.0	1,493.5	14,205.0
2011	56,531.1	17,481.3	10,293.7	2,366.1	86,672.2
2012	73,169.9	27,599.9	17,991.6		118,761.4
2013	74,412.1	37,317.6	19,525.1		131,254.8
2014	76,593.6	39,292.7	22,957.3		138,843.5

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Tengah

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	100 kW	
2010	58.3	57.0	0.8	24	1		
2011	313.0	53.0	4.7	116	1		8,000
2012	678.0	91.0	8.9	158			12,000
2013	508.0	68.0	7.7	139			14,000
2014	417.0	46.0	7.9	137			15,000

495 Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Tengah (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	13,000.0	10,500.0	2,750.0			26,250.0
2011	94,532.0	11,460.3	16,243.0	1,815.0	4,194.9	128,245.1
2012	231,106.1	22,085.5	25,393.5		4,118.4	282,703.5
2013	199,173.4	18,046.0	24,195.0		5,282.3	246,696.7
2014	157,403.6	13,558.9	26,132.4		6,229.1	203,323.9

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Timur

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	24.0	19.4	2.6	26	1		
2011	120.7	22.5	5.2	33	1		4,770
2012	190.4	32.7	7.8	49			6,000
2013	195.5	51.6	8.6	54			7,000
2014	227.7	39.6	17.6				38,000

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Kalimantan Timur (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	6,437.2	2,443.5	4,520.2	1,769.0		15,170.0
2011	45,553.2	2,969.7	7,248.8	38,338.0	4,135.7	98,245.5
2012	70,216.3	4,348.7	10,923.5	47,470.1	5,648.3	138,606.8
2013	70,944.7	7,001.6	12,129.2	52,545.8	7,095.6	149,716.8
2014	88,592.0	5,374.0	24,986.0	18,225.6	21,791.0	158,968.6

LAMPIRAN B1.11

PROGRAM ENERGI BARU DAN TERBARUKAN SISTEM INTERKONEKSI KALSELTENGTIM

*(Program EBT Nasional telah diuraikan pada narasi batang
tubuh Bab 4.11, halaman 96. Rincian program EBT
Kalseltengtim sedang dikembangkan lebih lanjut pada saat
penulisan RUPTL ini, sehingga belum dapat disajikan dalam
Lampiran B1.11 ini)*

LAMPIRAN B1.12

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM INTERKONEKSI KALSEL TENG TIM

Proyeksi Kebutuhan Investasi Pembangkit, Transmisi & Distribusi
(juta USD)

Tahun	Investasi			Total
	Pembangkit	T/L dan GI	Distribusi	
2010	29.4	40.0	40.5	109.9
2011	195.0	91.2	71.7	358.0
2012	319.2	123.3	76.9	519.4
2013	968.0	60.6	72.1	1,100.6
2014	680.0	25.1	70.6	775.7
2015	97.5	40.0	77.0	214.5
2016	-	7.0	88.3	95.3
2017	140.0	21.4	96.7	258.1
2018	277.5	12.1	107.4	397.0
2019	137.5	6.3	121.9	265.8
Total	2,844.1	426.9	823.2	4,094.2

*) Distribusi : Nilai investasi untuk total wilayah Kalselteng dan Kaltim

LAMPIRAN B.2
SISTEM INTERKONEKSI SULAWESI UTARA, SULAWESI TENGAH
DAN GORONTALO
(SULUTTENGGO)
DAN
SISTEM INTERKONEKSI SULAWESI SELATAN, SULAWESI
TENGGERA DAN SULAWESI BARAT
(SULSELBAR)

B2.1 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Sistem Sulawesi Utara – Gorontalo

Saat ini sistem Sulawesi Utara (Sulut) masih terpisah dengan sistem Gorontalo, namun pada tahun 2012 kedua sistem tersebut akan terinterkoneksi. Beban puncak sistem Sulut pada akhir tahun 2010 diperkirakan sebesar 188 MW dan sistem Gorontalo sebesar 40 MW. Dengan pertumbuhan rata-rata 9,6% per tahun sampai tahun 2019, maka beban puncak sistem Sulut – Gorontalo diperkirakan akan meningkat dari 228 MW pada tahun 2010 menjadi 487 MW pada tahun 2019.

Sistem Sulawesi Selatan Barat Tenggara (Sulselrabar) dan Sulawesi Tengah

Saat ini sistem Sulselbar masih terpisah dengan sistem Sultra dan sistem Sulteng, direncanakan pada tahun 2011 sistem Sulselrabar akan terinterkoneksi dengan sistem Sulteng seiring dengan beroperasinya PLTA Poso. Sebagian daya dari PLTA Poso akan dievakuasi juga ke sistem Sulteng. Kemudian pada tahun 2013 sistem Sulselbarteng akan terinterkoneksi dengan sistem Sultra.

Beban puncak pada akhir tahun 2010 untuk sistem Sulselbar diperkirakan 584 MW, sistem Sulteng 67 MW dan sistem Sultra 69 MW. Dengan pertumbuhan rata-rata 11,1% per tahun sampai tahun 2019, maka beban puncak sistem Sulselrabar diperkirakan akan meningkat dari 800 MW pada tahun 2010 menjadi 2033 MW pada tahun 2019.

Proyeksi kebutuhan beban sistem Sulut – Gorontalo dan sistem Sulselrabar tahun 2010 – 2019 diberikan pada Lampiran B2.1.

B2.2 Neraca Daya

Sistem Sulawesi Utara - Gorontalo

- Sistem Sulawesi Utara (sistem Sulut) memiliki potensi pertumbuhan yang cukup tinggi, yaitu diproyeksikan tumbuh rata-rata 9,6% per tahun sampai dengan tahun 2019.

- Sistem Sulut pada tahun 2010 dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup, karena mundurnya jadwal operasi proyek percepatan tahap I, yaitu PLTU Sulut II 2x25 MW yang berlokasi di Amurang dan PLTU Gorontalo 2x25 MW di Gorontalo. PLTU Sulut II dan PLTU Gorontalo dijadwalkan akan selesai pada tahun 2011.
- Proyek pembangkit berikutnya setelah PLTU Sulut II yang diperkirakan dapat selesai tepat waktu adalah PLTP Lahendong IV 1x20MW karena proyek ini dibangun oleh PLN bersama Pertamina Geothermal Energy dengan pendanaan yang sudah tersedia dari Loan ADB 1982 – INO. Proyek ini direncanakan beroperasi pada akhir tahun 2011.
- Proyek-proyek pembangkit lainnya yang berpotensi mengalami keterlambatan penyelesaian adalah:
 - PLTG Minahasa (1x25MW) yang dijadwalkan beroperasi pada tahun 2012 sebagai peaking akan diprogramkan untuk didanai dengan APLN mulai tahun 2011.
 - Rencana pembangkit program percepatan tahap II yang pembangunannya oleh PLN adalah PLTP Kotamubagu I (40 MW) dan PLTP Kotamubagu II (40 MW), dan yang pembangunannya oleh IPP adalah PLTP Lahendong 5 dan 6 (2x20 MW) dengan rencana operasi mundur menjadi tahun 2013. Pendanaan PLTP Kotamubagu telah diusulkan kepada Bappenas untuk didanai dengan pinjaman luar negeri.
 - PLTU IPP Sulut I di Kema (2x25 MW) mundur menjadi tahun 2013/2014
 - PLTU IPP Minahasa Infrastruktur (2x55MW) telah diusulkan untuk masuk dalam *PPP Book* Bappenas dengan rencana operasi tahun 2018 dan 2019.
- Rencana reserve margin yang cukup tinggi hingga mencapai 57% pada tahun 2014 disebabkan oleh karena sistem Sulut memiliki potensi pertumbuhan yang tinggi, dan untuk mengantisipasi keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit PLN / IPP.
- Proyek-proyek strategis yang perlu direalisasikan tepat waktu adalah :
 - PLTU percepatan tahap I, yaitu PLTU Sulut II 2x25MW, merupakan proyek yang strategis karena selain proyek ini akan memasok permintaan tenaga listrik pada tahun 2011, juga sekaligus akan mengurangi pemakaian BBM dari pembangkit-pembangkit yang eksisting.

- Proyek PLTP Lahendong IV 1x20MW.
- PLTU IPP Sulut I (Kema) 2x25MW

Sistem Sulawesi Selatan Barat Tenggara Tengah (Sulselrabarteng)

- Sistem Sulawesi Selatan Barat (sistem Sulselbar) memiliki potensi pertumbuhan yang tinggi, yaitu diproyeksikan rata-rata tumbuh 12,2% per tahun sampai dengan tahun 2019. Porsi antara pembangkit PLN dan IPP pada sistem Sulsel cukup berimbang dengan total kapasitas terpasang saat ini sebesar 691 MW, terdiri atas pembangkit PLN sebesar 419 MW, sewa 105 MW dan IPP sebesar 257 MW. Sewa pembangkit akan selesai pada tahun 2013.
- Tambahan pembangkit baru yang dapat terealisasi pada tahun 2010 diperkirakan hanya dari IPP, yaitu extension PLTG/U Sengkang 1x60 MW dan PLTMH 20 MW yang terhubung ke 20 kV. Sedangkan proyek percepatan tahap I, yaitu PLTU Sulsel Barru 2x50 MW, semula dijadwalkan beroperasi pada tahun 2010 namun mundur menjadi tahun 2011. Demikian pula halnya dengan PLTG/U Sengkang 2x60 MW yang beroperasinya mundur dari tahun 2010 menjadi tahun 2011.
- Tambahan pembangkit program percepatan tahap II PLN adalah Takalar-eks Spanyol (2x100 MW) dan PLTGU Senoro (240 MW). PLTU Takalar ini akan mundur dari tahun 2011 menjadi tahun 2014, karena belum ada indikasi pendanaan. PLTG/U Senoro dijadwalkan beroperasi tahun 2014.
- Tambahan pembangkit-pembangkit baru yang merupakan proyek IPP lainnya diperkirakan dapat selesai tepat waktu, yaitu sebagai berikut :
 - PLTA Poso (190 MW): proyek ini sudah *financial closing*, progres pekerjaan di lapangan sudah mencapai 75% dan diperkirakan dapat beroperasi pada akhir tahun 2011.
 - PLTU Sulsel-1 Jeneponto (2x100 MW): proyek ini berjalan sangat lambat walaupun sudah *financial closing*, dan masuk dalam “kategori 2” IPP terkendala. Proyek ini sangat diharapkan untuk beroperasi pada tahun 2012 dan 2013.
- Reserve margin yang direncanakan cukup tinggi hingga 66% pada tahun 2014 dimaksudkan untuk mengantisipasi keterlambatan proyek-proyek pembangkit yang dibangun IPP dan PLN, sedangkan sistem Sulselrabarteng mempunyai potensi pertumbuhan demand yang tinggi. Reserve margin yang tinggi juga

dimaksudkan untuk mengantisipasi penurunan kemampuan PLTA pada musim kering¹.

- Proyek-proyek strategis yang perlu direalisasikan tepat waktu adalah :
 - Proyek PLTU percepatan tahap I, yaitu PLTU Sulsel Barru 2x50MW, merupakan proyek yang strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat mengatasi kekurangan pasokan daya yang saat ini terjadi juga sekaligus akan mengurangi pemakaian BBM dari pembangkit-pembangkit yang eksisting.
 - Proyek PLTU IPP program percepatan tahap II, yaitu PLTU Takalar 3x100 MW, proyek ini sangat penting untuk memenuhi peningkatan permintaan jangka menengah yaitu periode 2011-2014.
 - PLTG/U Sengkang IPP extension 2x60MW, proyek ini akan mengatasi kekurangan pasokan daya sampai dengan tahun 2011.
 - PLTA Poso IPP (190 MW).

Neraca Daya sistem Sulut – Gorontalo dan sistem Sulselrabar seperti pada Lampiran B2.2.

B2.3 Proyek-Proyek IPP Yang Terkendala

Telah cukup jelas diuraikan pada Lampiran B2.3.

B2.4 Neraca Daya Energi

Produksi Energi

Selaras dengan pertumbuhan demand yang harus dipenuhi dengan pengembangan pembangkit, produksi energi per jenis energi primer di sistem Sulawesi diberikan pada Lampiran B2.4.

Produksi energi pada Lampiran B2.4 dialokasikan per unit pembangkit berdasarkan *merit order* dengan menggunakan simulasi produksi (software *ProSym*) dengan asumsi harga dan ketersediaan bahan bakar sebagai berikut:

- Harga bahan bakar HSD = USD 82.5/barrel, MFO = USD 63.8 /barrel, gas alam = USD 6 /mmbtu, dan batubara = USD 50/ton.
- Ketersediaan gas alam hanya berdasarkan pada kontrak yang ada.

¹ Sistem Sulsel mempunyai cukup banyak PLTA dan kemampuan produksi PLTA sangat dipengaruhi oleh variasi kondisi musim.

- Ketersediaan batubara tidak terbatas.
- Pemanfaatan tenaga panas bumi dan tenaga air sesuai dengan proyek PLTP dan PLTA pada neraca daya.

Lampiran B2.4 menunjukkan bahwa peranan masing-masing energi primer tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

- a. Peranan MFO yang pada tahun 2009 masih cukup tinggi, yaitu 967 GWh, akan sangat berkurang menjadi 62 GWh pada tahun 2019. Hal ini terjadi karena berakhirnya kontrak PLTD sewa dan pengalihan beban dari sistem isolated ke grid, sehingga peranannya digantikan oleh PLTU batubara dan PLTP yang mulai beroperasi pada tahun 2011.
- b. Peranan HSD yang pada tahun 2009 masih cukup tinggi, yaitu 1,429 GWh, akan secara bertahap berkurang menjadi 848 GWh pada tahun 2019. Hal ini terjadi karena berhentinya pengoperasian sebagian PLTD HSD baik pada sistem isolated (yang beralih ke grid) maupun PLTD yang tersambung ke grid. Penggunaan HSD untuk jangka panjang tidak menjadi nol karena HSD masih tetap dibutuhkan oleh pembangkit isolated.
- c. Peranan pembangkit gas meningkat dari 1,322 GWh pada tahun 2009 menjadi 3,553 GWh pada tahun 2019. Hal ini karena adanya penambahan kapasitas pembangkit gas oleh swasta (Sengkang) dan PLN (Senoro).
- d. Peranan pembangkit batubara akan menjadi dominan, yaitu dari rencana 166 GWh pada tahun 2009 (PLTU IPP Palu) akan naik menjadi 4,782 GWh pada tahun 2019. Hal ini terjadi karena besarnya penambahan kapasitas PLTU batubara yang pada tahun 2010 hanya 27 MW akan menjadi 1,022 MW pada tahun 2019.
- e. Peranan pembangkit hidro semakin meningkat khususnya di Sulawesi Selatan, yaitu dengan masuknya beberapa proyek PLTA berikut: Bakaru II, Bonto Batu, Poko, Poso dan Malea. Bakaru II, Bonto Batu dan Poko merupakan pembangkit beban puncak, sedangkan PLTA lainnya merupakan pembangkit beban menengah/dasar.
- f. Peranan panas bumi akan meningkat khususnya di Sulawesi Utara dengan akan beroperasinya PLTP Lahendong IV dan V dan Kotamobagu dari 342 GWh tahun 2009 menjadi 3,574 MW pada tahun 2019.

Kebutuhan Bahan Bakar

Kebutuhan energi primer di sistem Sulawesi dari tahun 2009 sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada Lampiran B2.4.

Kebutuhan HSD akan turun tajam dari 376 juta liter pada tahun 2009 menjadi 136 juta liter pada tahun 2015, kemudian naik kembali menjadi 245 juta liter pada tahun 2019 sesuai dengan produksi energi listrik pada keterangan di atas. Sedangkan pemakaian MFO menjadi sangat kecil mulai tahun 2016 karena hanya digunakan untuk mengoperasikan sedikit PLTD skala kecil tersebar.

Pemakaian gas di Sulawesi dilakukan oleh pembangkit IPP dan PLN, yaitu PLTGU Sengkang dan Senoro, dan diasumsikan pasokan gas tetap ada hingga tahun 2019.

Volume pemakaian batubara meningkat dari 0.93 juta ton pada tahun 2009 menjadi 2.7 juta ton pada tahun 2019 atau meningkat 27 kali lipat

B2.5 Capacity Balance Gardu Induk

Capacity Balance dibuat berdasarkan prakiraan beban per GI sampai tahun 2019 dengan kriteria penambahan trafo GI dilakukan saat pembebanan trafo terpasang sudah melebihi 70%. Dengan kriteria tersebut kebutuhan pembangunan GI baru dan pengembangan trafo GI eksisting untuk sistem Sulawesi sampai dengan tahun 2019 sebesar 4.023 MVA. Proyeksi kebutuhan pengembangan gardu induk sistem Sulawesi diberikan pada Lampiran B2.5.

B2.6 Rencana Pengembangan Penyaluran

Rencana pengembangan penyaluran sistem Sulut – Gorontalo dan sistem Sulselrabar dalam rangka memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik meliputi,

- Pembangunan transmisi baru 150 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTU IPP dan PLTP IPP.
- Pengembangan transmisi 150 kV yang ada di lokasi tersebar di sistem Sulut – Gorontalo dan system Sulselrabar dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1) dan untuk mengatasi *bottleneck* penyaluran, perbaikan tegangan pelayanan dan fleksibilitas operasi.
- Pembangunan transmisi 150 kV yang harus beroperasi tepat waktu adalah, transmisi 150 kV Sengkang – Sidrap – Maros – Sungguminasa untuk mengevakuasi daya extention PLTGU 3x60 MW.

Proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan sistem Sulawesi diberikan pada Lampiran B2.6.

B2.7 Peta Pengembangan Penyaluran

Cukup jelas seperti terlihat pada Lampiran B2.7.

B2.8 Analisis Aliran Daya

Analisa Aliran Daya Sistem Minahasa –Gorontalo

Analisa aliran daya pada sistem Interkoneksi Minahasa-Gorontalo dilakukan dengan memperhatikan seluruh pembangkit, GI serta jaringan transmisi yang ada dan yang akan dibangun. Analisa load flow dilakukan per tahun mulai tahun 2010 hingga tahun 2019 dengan hasil sebagai berikut

a. Tahun 2010

Pada tahun ini transmisi baru yang beroperasi adalah SUTT 150 kV PLTU Sulut 2 – Lopana, SUTT 150 kV Lopana – Teling dan SUTT 150 kV Otam – Lolak. Sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi adalah PLTU Perpres Sulut 2 unit #1.

Aliran daya dari PLTP Lahendong dan PLTU Sulut 2 ke pusat beban kota Manado melalui GI Teling dan GI Ranomut sebesar 45.8 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Kawangkoan (147.0 kV) dan tegangan terendah di GI Lolak (145.9 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (67.1 kV) dan terendah di GI Ranomuut (62.7 kV).

Total beban sistem Minahasa sebesar 182.3 MW dengan jumlah pasokan sebesar 184.0 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem Minahasa sebesar 1.7 MW.

b. Tahun 2011

Pada tahun ini Sistem Gorontalo terinterkoneksi dengan sistem Minahasa dimana aliran daya dari PLTP Lahendong dan PLTU 2 Sulut masih mengalir ke pusat beban kota Manado melalui GI Teling, GI Paniki dan GI Ranomuut sebesar 56.8 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Lopana (147.8 kV) dan tegangan terendah di GI Botupingge (147.0 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (67.5 kV) dan terendah di GI Tasikria (63.4 kV). Untuk mempertahankan level tegangan pada batas normal dibutuhkan kapasitor 15 MVar yang terpasang di GI Paniki. Total beban sistem sebesar

243.5 MW dengan jumlah pasokan sebesar 246.2 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 2.7 MW.

Tambahan transmisi baru adalah SUTT 150 kV Teling – Paniki, SUTT 150 kV Paniki – Kema, SUTT 150 kV Lolak – Buroko, SUTT 150 kV Buroko – Isimu (GI Anggrek incomer), SUTT 150 kV Isimu – Botupingge dan SUTT 150 kV Isimu – Marisa. Sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi adalah PLTU Sulut 2 unit #2 dan PLTU Gorontalo unit#1.

c. Tahun 2012

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 88.6 MW dan ke Gorontalo sebesar 23.3 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (152.1 kV) dan tegangan terendah di GI Teling (147.8 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Tomohon (67.3 kV) dan terendah di GI Ranomuut (65.9 kV). Total beban sistem sebesar 264.4 MW dengan jumlah pasokan sebesar 266.4 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 2.0 MW.

Tahun ini tidak ada tambahan transmisi baru, sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi ada lima unit yaitu PLTU Gorontalo unit#2, PLTU Gorontalo Energi unit#1&2, PLTP Lahendong IV dan PLTG Sulut unit #1.

d. Tahun 2013

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 98.2 MW dan ke Gorontalo sebesar 35.3 MW ke Gorontalo. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (153.3 kV) dan tegangan terendah di GI Paniki (149.3 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Tomohon (67.9 kV) dan terendah di GI Ranomuut (66.4 kV). Total beban sistem sebesar 297.0 MW dengan jumlah pasokan sebesar 299.3 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 2.3 MW.

Pada tahun ini penambahan ruas transmisi yaitu SUTT 150 kV Kawangkoan - PLTP Lahendong V. Sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi ada 3 unit yaitu PLTU Sulut I Kema unit #1&2 dan PLTP Lahendong V.

e. Tahun 2014

Aliran daya masih mengarah ke pusat kota Manado sebesar 101.8 MW dan ke Gorontalo sebesar 37.6 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (153.2 kV) dan tegangan terendah di GI Teling (146.8 kV), sedangkan untuk

sistem 70 kV tertinggi di GI Tomohon (68 kV) dan terendah di GI Ranomuut (66.7 kV). Total beban sistem sebesar 331 MW dengan jumlah pasokan sebesar 333.5 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 2.5 MW.

Pada tahun ini tambahan transmisi baru adalah SUTT 150 kV Marisa – Moutong dan SUTT 150 kV PLTP Kotamobagu – Otam, sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi ada tiga unit yaitu PLTU Tenaga Listrik Gorontalo unit#1, PLTP Kotamobagu unit#1 dan PLTP Lahendong VI.

f. Tahun 2015

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 110.2 MW dan ke Gorontalo sebesar 45.6 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (151.6 kV) dan tegangan terendah di GI Paniki (147.2 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (68.1 kV) dan terendah di GI Ranomut (66.6 kV). Untuk mempertahankan level tegangan pada batas normal dibutuhkan kapasitor 15 MVar yang terpasang di GI Teling sehingga total kapasitor sebesar 30 Mvar. Total beban sistem sebesar 369 MW dengan jumlah pasokan sebesar 372.5 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 3.5 MW.

Tambahan transmisi baru adalah SUTT 150 kV Toli-toli – Moutong, sedangkan pembangkit baru yang beroperasi adalah PLTU Tenaga Listrik Gorontalo unit#2, PLTG Minahasa unit#2 dan PLTA Sawangan unit#1&2.

g. Tahun 2016

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 119.4 MW dan ke Gorontalo sebesar 53.4 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (152.2 kV) dan tegangan terendah di GI Teling (148 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Tomohon (67.9 kV) dan terendah di GI Ranomuut (66.7 kV). Total beban sistem sebesar 403 MW dengan jumlah pasokan sebesar 407.1 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 4.1 MW.

Tahun ini tidak tambahan transmisi baru, sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi adalah PLTP Kotamobagu unit #2.

h. Tahun 2017

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 130.2 MW dan ke Gorontalo sebesar 47.2 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Anggrek (150.9 kV) dan tegangan terendah di GI Teling (143.1 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (67.1 kV) dan terendah di GI Ranomuut (64.8 kV). Total beban sistem sebesar 445 MW dengan jumlah pasokan sebesar 450.5 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 5.5 MW.

Tahun ini tambahan transmisi baru adalah SUTT 150 kV Toli-toli – Leok, sedangkan pembangkit baru yang akan beroperasi adalah PLTG Gorontalo unit#1 dan PLTG Minahasa unit #3.

i. Tahun 2018

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 142 MW dan ke Gorontalo sebesar 57.3 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Marisa (151.7 kV) dan tegangan terendah di GI Teling (144.6 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (67.4 kV) dan terendah di GI Ranomuut (65.1 kV). Untuk mempertahankan level tegangan pada batas normal dibutuhkan tambahan kapasitor 15 MVar yang terpasang di GI Toli-toli sehingga total kapasitor sebesar 45 Mvar. Total beban sistem sebesar 486 MW dengan jumlah pasokan sebesar 494 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 8 MW.

Pada tahun ini tambahan transmisi adalah SUTT 150 kV New PLTU Minahasa – Kema. Sedangkan tambahan pembangkit baru yang akan beroperasi adalah PLTU New Minahasa unit#1.

j. Tahun 2019

Aliran daya masih mengarah ke pusat beban kota Manado sebesar 153.2 MW dan ke Gorontalo sebesar 68.4 MW. Tegangan sistem 150 kV tertinggi di GI Toli-toli (153.4 kV) dan tegangan terendah di GI Paniki (146.3 kV), sedangkan untuk sistem 70 kV tertinggi di GI Likupang (67.3 kV) dan terendah di GI Tasikria (65.4 kV). Untuk mempertahankan level tegangan pada batas normal dibutuhkan tambahan kapasitor 15 MVar yang terpasang di GI Teling sehingga total kapasitor sebesar 60 Mvar. Total beban sistem sebesar 530 MW dengan jumlah pasokan sebesar 540.8 MW. Berdasarkan hasil simulasi load flow susut sistem sebesar 10.8 MW.

Pada tahun ini tidak ada tambahan transmisi, sedangkan pembangkit baru yang beroperasi adalah PLTU New Minahasa unit#2.

Analisa Aliran Daya Sistem Sulawesi Selatan

Analisa Aliran Daya pada Sistem Sulsel dilakukan dengan memperhatikan seluruh pembangkit eksisting dan penambahan pembangkit baru sesuai RUPTL 2010 – 2019, meliputi sistem 150 kV dan 70 kV. Analisa load flow dilakukan untuk tahun 2012, 2015 dan 2019.

a. Tahun 2012

Aliran daya sebesar 422 MW masih mengalir dari utara melalui transmisi 150 kV ke pusat beban kota Makassar dan sekitarnya.

Tegangan sistem masih dalam batas-batas normal, tegangan tertinggi di GI Palopo 151,1 kV dan tegangan terendah di GI Bontoala 140,8 kV. Total beban sistem sebesar 799,7 MW dengan jumlah pasokan sebesar 827,9 MW, dengan susut transmisi sebesar 28,2 MW (3,4 %). Pembangkit yang beroperasi adalah PLTA Bakarua 2 x 63 MW, PLTGU Sengkang 135 MW, PLTGU Sengkang 3 x 60 MW, PLTD Suppa 60 MW dan PLTA Poso 3 x 65 MW.

Tambahan pembangkit baru pada tahun 2010 – 2012 adalah, PLTGU Sengkang 2 x 60 MW, expansion 2 dan 3 (2010/11), PLTA Poso 3 x 65 MW (145 MW Transfer ke Selatan – 2011), PLTU Sulsel Perpres 1 – Barru 2 x 50 MW (2011), PLTU Bosowa 1 x 100 MW (2012).

Tambahan transmisi baru pada tahun 2010 – 2012 adalah, TL 150 kV Sidrap – Maros (New S/S) – Sungguminasa (2010), TL 150 kV Sengkang – Sidrap (2010), TL 150 kV Sengkang – Siwa/Keera (2011), Underground 150 kV Bontoala – Tallo Lama, Uprating TL 150 kV Tello – Tallo Lama, TL 150 kV PLTU Takalar – Tanjung Bunga, TL 275 kV PLTA Poso – Palopo.

b. Tahun 2015

Pada tahun ini sistem Sulselbar sudah terinterkoneksi dengan sistem Sultra melalui transmisi 150 kV. Aliran daya sistem Sulselbar masih dari utara ke pusat beban kota Makassar dan sekitarnya, melalui transmisi 150 kV, dengan transfer daya sebesar 346 MW. Sedangkan sistem Sultra mendapat pasokan daya dari PLTA Poso dan PLTG Donggi Senoro, dengan transfer daya sebesar 114 MW.

Tegangan sistem masih dalam batas-batas normal, tegangan tertinggi di GI Wotu 152 kV dan tegangan terendah di GI Panakukang 143 kV (sistem Sulsel bagian Selatan) dan GI Unaaha 146,1 kV (sistem Sultra).

Total beban sistem sebesar 1.274,8 MW dengan jumlah pasokan sebesar 1.318,7 MW dan susut transmisi sebesar 43,8 MW (3,3 %).

Pembangkit yang beroperasi adalah PLTA Bakar 2 x 63 MW, PLTGU Sengkang 135 MW, PLTGU Sengkang 3x60 MW dan PLTA Poso 3 x 65 MW.

Tambahan pembangkit baru pada tahun 2013 - 2015 adalah, PLTU Bosowa 1x100 MW (2013), PLTGU Donggi Senoro 2 x 120 MW (2014), PLTU Sulsel-3 (Takalar) 2x100 MW (2014/15), PLTU Takalar (eks Spanyol) FTP2 2x100 MW (2014) dan PLTU Mamuju FTP2 2x25 MW (2014).

Tambahan transmisi baru pada tahun 2013 – 2015 adalah, TL 275 kV PLTG Donggi Senoro – Tentena (PLTA Poso), di tahun 2013, TL 150 kV Wotu – Malili – Kolaka – Unaaha – Kendari – Raha (2013).

c. Tahun 2019

Aliran daya masih dari utara ke pusat beban kota Makassar dan sekitarnya sebesar 515,4 MW.

Tegangan sistem masih dalam batas-batas normal, tegangan tertinggi di GI Bakar 150,1 kV dan tegangan terendah di GI Sinjai 135,1 kV (sistem Sulsel bagian Selatan) dan GI Lasusua 145,9 kV (sistem Sultra).

Total beban sistem sebesar 1.868,6 MW dengan jumlah pasokan sebesar 1.967,9 MW, dengan susut transmisi sebesar 99,3 MW (5,0 %).

Tambahan pembangkit baru pada tahun 2016 – 2019 adalah, PLTA Bontobatu 2 x 50 MW (2016), PLTA Malea 2 x 45 MW (2016), PLTA Bakar-II 2 x 63 MW (2017), PLTG Sulsel 2 x 50 MW (2018/19), PLTA Poko 2 x 117 MW (2018/19)

Tambahan transmisi baru pada tahun 2015 – 2019 adalah, TL 150 kV PLTA Poko – Bakar – Sidrap.

B2.9 Kebutuhan Fisik Pengembangan Distribusi

Kebutuhan pengembangan sistem distribusi diperlukan untuk,

- Meningkatkan keandalan dan mutu tegangan pelayanan
- Perbaiki SAIDI dan SAIFI

- Menurunkan susut teknis jaringan dan rehabilitasi jaringan yang tua
- Meningkatkan penjualan tenaga listrik dengan menambah pelanggan

Berdasarkan kriteria tersebut maka kebutuhan pengembangan distribusi tahun 2010-2019 wilayah Sulutenggo dan Sulselrabar adalah JTM 14.911 kms, JTR 21.375 kms dan kapasitas gardu distribusi 2.150 MVA untuk menunjang penyambungan sejumlah 1,47 juta pelanggan.

Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 54,4 % tahun 2009, menjadi 61,8 % di tahun 2014 untuk regional Sulawesi.

Proyeksi kebutuhan distribusi diberikan pada Lampiran B2.9.

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Regional Sulawesi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	1,430.4	1,870.5	170.6	78,052.0
2011	1,337.4	1,748.1	164.4	97,944.6
2012	1,367.7	1,878.6	181.3	113,230.5
2013	1,296.8	1,860.0	187.7	128,350.2
2014	1,216.4	1,812.8	184.1	143,931.5
2015	1,338.0	1,962.1	202.5	157,847.0
2016	1,492.2	2,197.3	227.3	170,055.2
2017	1,637.6	2,422.4	250.6	180,980.9
2018	1,803.9	2,671.0	276.2	192,469.7
2019	1,990.9	2,952.3	305.3	207,683.3
2010-2019	14,911.4	21,375.1	2,149.9	1,470,545

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI DISTRIBUSI
Regional Sulawesi

Juta USD

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	24.4	19.7	12.4	4.7	61.2
2011	22.8	18.4	11.9	5.9	59.0
2012	23.3	19.8	13.2	6.8	63.1
2013	22.1	19.6	13.6	7.7	63.0
2014	20.7	19.1	13.4	8.6	61.8
2015	22.8	20.7	14.7	9.5	67.6
2016	25.4	23.2	16.5	10.2	75.3
2017	27.9	25.6	18.2	10.9	82.5
2018	30.7	28.2	20.0	11.5	90.5
2019	33.9	31.1	22.1	12.5	99.7
2010-2019	254.0	225.5	155.9	88.2	723.6

Dari tabel perkiraan kebutuhan fisik dan biaya distribusi regional Sulawesi tahun 2010-2019 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Selama kurun waktu tahun 2010-2019 direncanakan membangun JTM 14.911 kms, JTR 21.375 kms, Kapasitas gardu distribusi 2.150 MVA untuk menunjang penyambungan sejumlah 1,47 juta pelanggan.
- Perkiraan biaya total selama kurun waktu tersebut, untuk menunjang pengembangan sistem distribusi tersebut membutuhkan biaya total sebesar Rp 723,6 juta USD (JTM 254 juta USD, JTR 225,5 juta USD, gardu 156 juta USD, dan sambungan pelanggan 88,2 juta USD) dan diperkirakan setiap tahunnya dibutuhkan anggaran sebesar 72,4 juta USD.
- Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 54,4 % tahun 2009, menjadi 61,8 % di tahun 2014 untuk regional Sulawesi

B2.10 Program Listrik Pedesaan

Program listrik pedesaan pemerintah yang tertuang dalam RPJM 2010-2014 adalah meningkatkan ratio elektrifikasi Indonesia pada tahun 2014 menjadi 80%.

Untuk menunjang program tersebut di pulau Sulawesi direncanakan membangun JTM 6.548 kms, JTR 6.518 kms, kapasitas gardu distribusi 169,4 MVA dan pembangkit tenaga diesel sebanyak 8 unit 250 kW & 3 unit 500 kW.

Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 54,4 % (tahun 2009) menjadi 61,8 % di tahun 2014 untuk regional Sulawesi .

Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi untuk listrik pedesaan diberikan pada Lampiran B2.10

B2.11 Program Energi Baru dan Terbarukan

Lihat Bab 4.11.

B2.12. Proyeksi Kebutuhan Investasi

Proyeksi kebutuhan Investasi pembangkit, transmisi dan gardu induk sistem Sulawesi diberikan pada Lampiran B2.12.

LAMPIRAN B2.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGGGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi di Wilayah Suluttenggo

515

SISTEM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wil. SULUTTENGGO										
Sistem Sulut (Minahasa-Ktmobagu)										
Energi Produksi (GWh)	1,016.2	1,108.7	1,209.1	1,318.4	1,437.0	1,566.0	1,716.2	1,880.3	2,059.6	2,256.8
Load Factor (%)	61.7	62.2	62.7	63.2	63.8	64.3	64.8	65.3	65.9	66.4
Beban Puncak (MW)	188.2	203.5	220.1	238.0	257.3	278.1	302.3	328.5	357.0	388.0
Sistem Gorontalo										
Energi Produksi (GWh)	203.5	226.2	251.0	278.3	308.2	341.0	378.8	420.5	466.3	517.0
Load Factor (%)	58.0	58.1	58.3	58.4	58.6	58.8	58.9	59.1	59.3	59.5
Beban Puncak (MW)	40.1	44.4	49.2	54.4	60.0	66.2	73.4	81.2	89.8	99.3
Sistem Interk Sulut - Gorontalo										
Energi Produksi (GWh)	1,219.7	1,334.8	1,460.1	1,596.6	1,745.2	1,906.9	2,095.0	2,300.8	2,525.9	2,773.8
Load Factor (%)	61.0	61.5	61.9	62.3	62.8	63.2	63.7	64.1	64.5	65.0
Beban Puncak (MW)	228.2	247.9	269.3	292.4	317.3	344.3	375.7	409.7	446.8	487.3
Sistem Interkoneksi Sulteng										
Energi Produksi (GWh)	382.4	382.4	426.0	473.8	526.1	583.5	649.5	722.2	801.9	890.2
Load Factor (%)	56.9	56.9	57.1	57.3	57.5	57.8	58.0	58.2	58.4	58.6
Beban Puncak (MW)	76.8	76.8	85.2	94.4	104.4	115.3	127.9	141.7	156.7	173.3

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Interkoneksi di Wilayah Sulselrabar

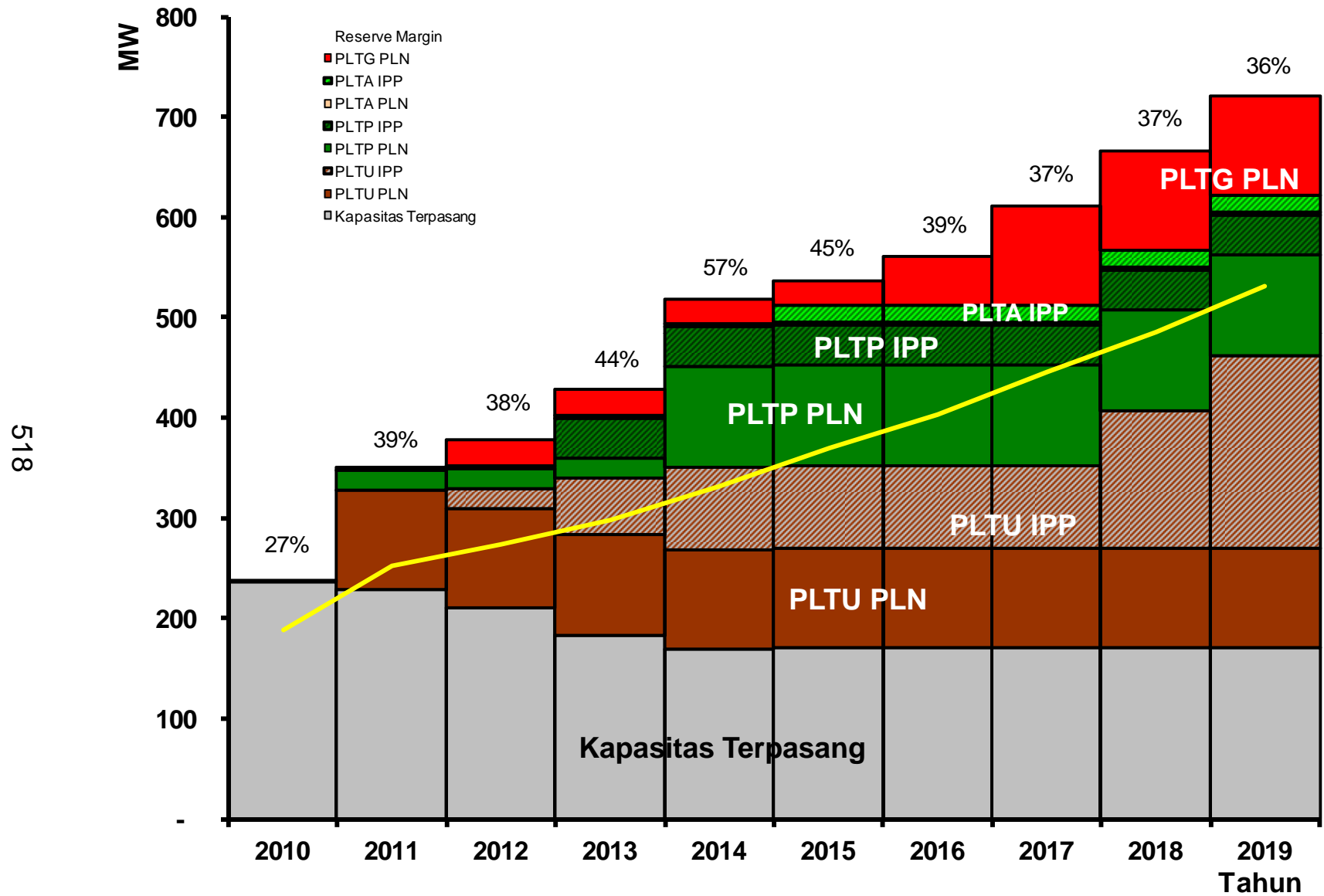
516

SISTEM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Wil. SULSELBAR										
Sistem Sulsel										
Energi Produksi (GWh)	3,389.5	3,839.3	4,338.3	4,842.2	5,324.4	5,856.3	6,443.5	7,091.9	7,808.0	8,599.4
Load Factor (%)	60.9	61.0	61.1	61.1	61.2	61.2	61.3	61.4	61.4	61.5
Beban Puncak (MW)	635.0	718.5	811.1	904.5	993.5	1,091.7	1,200.0	1,319.4	1,451.2	1,596.7
Sistem Sulbar										
Energi Produksi (GWh)	134.4	157.5	183.2	203.6	226.3	251.5	279.5	310.6	345.2	383.6
Load Factor (%)	53.6	53.8	54.0	54.2	54.4	54.6	54.8	55.0	55.2	55.4
Beban Puncak (MW)	28.6	33.4	38.7	42.9	47.5	52.6	58.2	64.5	71.4	79.0
Sistem Sultra										
Energi Produksi (GWh)		355.8	413.9	477.3	524.5	576.6	634.2	697.8	768.1	845.8
Load Factor (%)		49.7	50.1	50.4	50.7	51.1	51.4	51.7	52.1	52.4
Beban Puncak (MW)	69.0	81.7	94.4	108.1	118.0	128.9	140.8	153.9	168.3	184.1
Interkoneksi SULSELBAR										
Energi Produksi (GWh)	3,523.9	4,352.6	4,935.4	5,523.2	6,075.2	6,684.5	7,357.2	8,100.2	8,921.3	9,828.8
Load Factor (%)	50.3	54.6	54.7	54.8	54.9	55.0	55.0	55.1	55.1	55.2
Beban Puncak (MW)	799.8	910.4	1,029.4	1,149.9	1,263.5	1,388.6	1,527.0	1,679.5	1,847.7	2,033.2

LAMPIRAN B2.2

NERACA DAYA SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

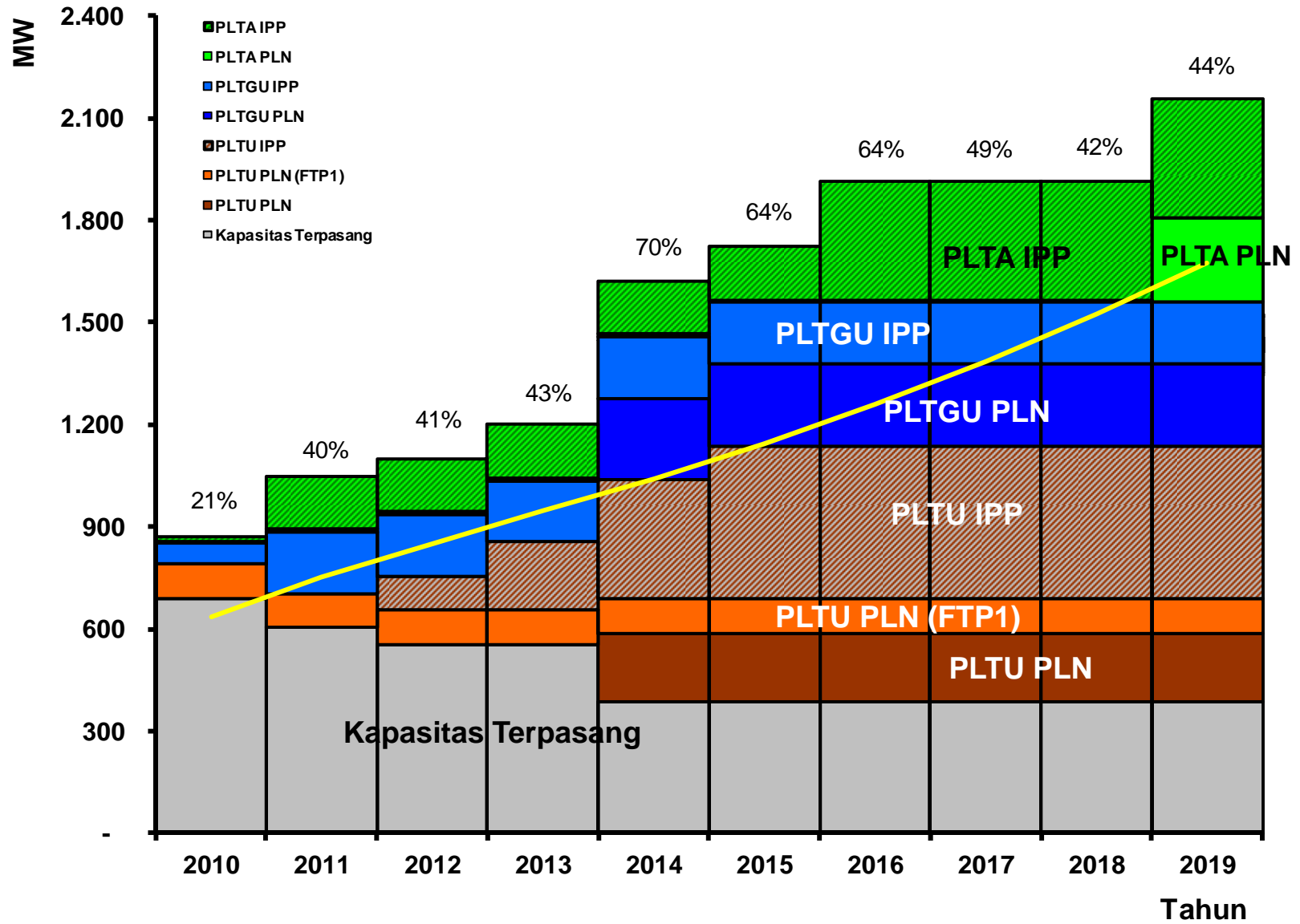
Grafik Neraca Daya Sistem Sulut-Gorontalo



Neraca Daya Sistem Sulut-Gorontalo

No.	Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Produksi Energi	GWh	1.016	1.346	1.472	1.610	1.791	2.005	2.204	2.444	2.685	2.950
	Beban Puncak	MW	188	252	274	297	331	369	403	445	486	530
	Load Factor	%	62	61	61	62	62	62	62	63	63	63
2	Pasokan											
	Kapasitas Terpasang	MW	237	228	210	183	169	170	170	170	170	170
	Daya Mampu Netto	MW	205	203	184	157	150	152	152	152	152	152
3	Tambahan Pasokan											
	PLN											
	<i>On-Going Project</i>											
	Sulut II - (FTP1)	PLTU	→	50								
	Gorontalo (FTP1)	PLTU	→	50								
	Lahendong IV	PLTP		20								
	Rencana											
	Kotamobagu I (FTP2)	PLTP					40					
	Kotamobagu II (FTP2)	PLTP					40					
	Minahasa Turbin Gas	PLTG			25				25	25		
	Gorontalo Turbin Gas	PLTG								25		
	IPP											
	Rencana											
	Lahendong V (FTP2)	PLTP			→	20						
	Lahendong VI (FTP2)	PLTP		→	→	20						
	Sawangan	PLTA						16				
	Minahasa (PPP)	PLTU						→	→	→	55	55
	Sulut I (Kema)	PLTU		→	→	25	25					
	Gorontalo	PLTU				12						
	Molotabu	PLTU			20							
4	Jumlah Pasokan (Terpasang)	MW	238	351	377	427	519	536	561	611	666	721
5	Reserve Margin (Terpasang)	%	27	39	38	44	57	45	39	37	37	36

Grafik Neraca Daya Sistem Sulsel



Neraca Daya Sistem Sulsel

No.	Kebutuhan dan Pasokan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Produksi	GWh	3.374	3.997	4.522	5.046	5.551	6.108	6.723	7.402	8.153	8.983
	Faktor Beban	%	60,6	60,7	60,7	60,8	60,9	60,9	61,0	61,1	61,1	61,2
	Beban Puncak Bruto	MW	635	752	850	947	1.041	1.144	1.258	1.384	1.523	1.676
2	Pasokan											
	Kapasitas Daya Terpasang	MW	691	606	556	556	389	389	389	389	389	389
	PLN		329	304	254	254	254	254	254	254	254	254
	Sewa Mesin		105	105	105	105						
	IPP		257	197	197	197	135	135	135	135	135	135
3	Tambahan Kapasitas											
	PLN											
	On-going Project											
	Sulsel Barru (FTP1)	PLTU	→ 100									
	Mini hydro 20 kV	PLTM	8									
	Rencana											
	Sulsel Baru	PLTG			100							
	Makasar (Peaking)	PLTG				50					100	
	Takalar - Eks Spanyol (FTP2)	PLTU		→ 200								
	Bakaru II	PLTA										126
	Poko	PLTA										117
	Senoro (FTP2)	PLTGU					240					
	IPP											
	On-going Project											
	Sengkang	PLTG	60	(60)								
	Sengkang	PLTGU	→ 180									
	Poso (Transfer ke Selatan)	PLTA		145								
	Mini hydro 20 kV	PLTM	12									
	Rencana											
	Bonto Batu	PLTA							100			
	Malea	PLTA							90			
	Mamuju (FTP2)	PLTU					50					
	Sulsel - 3 (Takalar)	PLTU					100	100				
	Sulsel - 1 / Jeneponto Bosowa	PLTU			100	100						
	Jumlah Pasokan (Netto)	MW	772	1.052	1.202	1.352	1.775	1.875	2.065	2.065	2.165	2.408
	Reserve Margin (Netto)	%	21	40	41	43	70	64	64	49	42	44

LAMPIRAN B2.3

PROYEK-PROYEK IPP YANG TERKENDALA SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGGGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

B2.3 Proyek-Proyek IPP Yang Terkendala

Dalam perencanaan pembangkit IPP, ada beberapa proyek pembangkit IPP yang Perjanjian Pembelian Tenaga Listrik (PPTL) nya mengalami kendala. Kategori PPTL terkendala adalah,

- Kategori 1, tahap operasi adalah tahap dimana IPP sudah mencapai COD.
- Kategori 2, tahap pembangunan/konstruksi dimana IPP sudah mencapai Financial Closing (FC) tapi belum mencapai COD.
- Kategori 3, Tahap pendanaan IPP yang sudah memiliki PPTL, tetapi belum mencapai Financial Closing (FC).

Pembangkit IPP yang terkendala di sistem Sulawesi adalah,

- PLTU Tawaeli 2x13.5 MW masuk dalam kategori 1
- PLTA Poso 3x65 MW masuk dalam kategori 2
- PLTU Jeneponto 2x100 MW masuk dalam kategori 2
- PLTA Manippi 1x10 MW masuk dalam kategori 2
- PLTU Gorontalo 2x6 MW masuk dalam kategori 2
- PLTU Molotabu 2x10 MW masuk dalam kategori 2

Saat ini penyelesaian IPP terkendala tersebut sedang diproses oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

LAMPIRAN B2.4

NERACA ENERGI SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

Proyeksi Neraca Energi Sistem Sulut - Gorontalo

(GWh)

Jenis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	37	394	440	554	563	528	705	638	573	811
Gas										
HSD	405	86	27	126	147	189	210	238	263	291
MFO	81	152	152	68	68	51	51	51	51	51
Geot.	420	420	561	569	710	841	841	1.121	1.402	1.402
Hydro	287	293	293	293	304	396	396	396	396	396
Jumlah	1.230	1.346	1.472	1.610	1.791	2.005	2.204	2.444	2.685	2.950

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Sulut - Gorontalo

Jenis	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	10 ³ ton	18	197	220	277	282	264	353	319	287	405
Gas	bcf										
HSD	10 ³ kl	111	24	8	37	44	66	73	83	92	101
MFO	10 ³ kl	20	38	38	17	17	13	13	13	13	13
Geot.	-	-	-								
Hydro	-										

Proyeksi Neraca Energi Sistem Sulselbar

(GWh)

Jenis	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	-	198	737	1.633	1.706	1.871	2.011	2.709	3.079	3.003
Gas	1.680	1.745	1.745	1.749	2.380	3.057	3.064	3.085	3.082	3.089
HSD	305	261	360	320	421	137	250	209	270	305
MFO	869	749	636	300	-	-	-	-	-	-
Geot.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	520	1.044	1.044	1.044	1.044	1.043	1.399	1.399	1.722	2.586
Jumlah	3.374	3.997	4.522	5.046	5.551	6.108	6.723	7.402	8.153	8.983

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Sulselbar

Jenis	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Batubara	10 ³ ton	-	112	396	947	1.064	1.034	1.089	1.327	1.685	1.678
Gas	bcf	17	15	15	15	21	28	28	28	27	27
HSD	10 ³ kl	59	53	90	96	127	41	75	63	81	92
MFO	10 ³ kl	256	216	188	75	-	-	-	-	-	-
Geot.	-	-	-								
Hydro	-										

LAMPIRAN B2.5

**CAPACITY BALANCE GARDU INDUK
SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO
DAN
SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR**

530

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	
	Makassar Branch																								
1	Pangkep																								T2 : 2012 - 30 MVA - baru T3 : 2018 - 60 MVA - baru
	70/20	1	20	st																					
	150/20	1	30	30					(APLN 2011)												(APLN 2017)				

Capacity Balance GI Sistem Sulselrabar

531

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	
6	KIMA Makassar 2015 150/20	1	60	-											(APLN 2018) 7.53 15%	60 16%	8.31 16%		9.16 18%		10.09 20%		11.12 22%		T1 : 2015 - 60 MVA - baru
7	Tello 1992 30/20 2004 150/20 s.d 2010 - 20 kV disuplai PLTD Sewatama Tello	1 1	20 30	- 30	(APLN 2009) 24.38 32% 15.00	60 60	45.15 59%		51.49 67%		57.73 75%		(APLN 2013) 63.63 50%	60 60	70.10 55%		77.18 61%		84.93 67%		(APLN 2017) 93.42 61% (2018 - relok 30 MVA ke Pare)	60 -30	102.73 67%		T2 : 2010 - 60 MVA - baru T3 : 2014 - 60 MVA - baru T4 : 2018 - 60 MVA - baru relok T1 : 2018 - 30 MVA - ke Pare
8	Tallo Lama 1995 150/20	2	30	60 60			(APLN 2010) 44.01 58% (2011- relok 30 MVA - ke Pare)	60 -30	50.28 66%		56.48 74%		(APLN 2013) 62.39 61% (2014 - relok 30 MVA - ke Sidrap)	60 -30	64.04 63%		70.64 69%		77.89 76%		(APLN 2016) 85.84 56%	60	94.56 62%		T 3 : 2011 - 60 MVA - baru relok T1 : 2011 - 30 MVA - ke Pare T 4 : 2014 - 60 MVA - baru relok T2 : 2014 - 30 MVA - ke Sidrap T 5 : 2017 - 60 MVA - baru
9	Bontoala 70/20 1995 70/20 2010 150/20	2 1	20 30	40 30 70	(2011 - relok 20 MVA ke Mandai) (2011 - relok 30 MVA ke Daya) (2011 - relok 20 MVA ke Borongloe) 47 95 60						72		60		88		100		111		124 GIS Bontoala-II (APLN 2017)		138		T 1 : 2010 - 60 MVA - baru T 2 : 2011 - 60 MVA - baru T 3 : 2015 - 60 MVA - baru T 4 : 2018 - 60 MVA - baru - GIS II T 4 : 2021 - 60 MVA - baru - GIS II relok Tr : 2011 - 30 MVA - ke Daya relok Tr : 2011 - 20 MVA - ke Borongl relok Tr : 2011 - 20 MVA - ke Mandai
		1	60	-	(APLN 2009) 47.04 92%	60	54.64 54%	60	63.13 62%		71.72 70%		80.10 79%		(APLN 2014) 89.41 58%	60	99.74 65%		111.21 73%		123.94 61%	60	138.08 68%		

Capacity Balance GI Sistem Sulselrabar

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)		Peak (MW)		
10	Panakukang 70/20 1995 70/20 2005 150/20	2 1 2	20 20 30	60 60	53.16 52%		61.77 61%		71.39 70%		(APLN 2012) 81.10 64% 60 -30		90.60 71%		101.15 79%		(APLN 2015) 112.85 74% 60 -30		125.85 82%		2018 - beban GI Panakukang s 125.85 82%		125.85 82%		T 3 : 2009 - 60 MVA - baru T 4 : 2013 - 60 MVA - baru relok T 1 : 2013 - 30 MVA - ke Mamuju T 5 : 2016 - 60 MVA - baru relok T 2 : 2016 - 30 MVA - ke Sinjai
11	Panakukang Baru / Antang 2018 150/20	1	60																		(APLN 2019) 14.43 28% 60 30.46 60%				T 1 : 2018 - 60 MVA - baru T 2 : 2020 - 60 MVA - baru T 3 : 2021 - 60 MVA - baru T 4 : 2022 - 60 MVA - baru Ambil sebagian beban Panakuk
12	Tanjung Bunga 2006 150/20	1	30	30 30	29.73 39%		34.76 45%		40.44 53%		46.26 60%		52.01 68%		58.45 76%		(APLN 2015) 65.65 51% 60		73.69 58%		82.69 65%		92.75 73%		T 2 : 2009 - 60 MVA - baru T 3 : 2016 - 60 MVA - baru T 4 : 2020 - 60 MVA - baru relok T 1 : 2020 - 30 MVA - ke Pinrang
13	Borongloe 70/20 2006 70/20	1 1	10 20	st 20 20	15.07 89%		17.20 51%	20 57%	19.53 57%		21.80 64%		23.93 70%		26.25 77%		(APLN 2015) 28.77 48% 30		31.52 53%		34.52 58%		37.79 64%		T 2 : 2010 - 20 MVA - Relok. dr Bontoala T 3 : 2016 - 30 MVA - baru
14	Tallasa 1996 150/20 2000 150/20	1 1	16 20	st 20 20	19.73 116%		22.70 33%	60 38%	25.99 38%		29.25 43%		32.37 48%		35.80 53%		39.56 58%		43.71 64%		48.26 71%		53.27 45%	60	T 2 : 2011 - 60 MVA - baru T 3 : 2019 - 60 MVA - baru (APLN 2018)

Capacity Balance GI Sistem Sulselbar

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN	
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)		
15	Sungguminasa 1998 150/20	1	30	30	(APLN 2009) 22.20 44%	30	25.57 50%		29.29 57%		32.99 65%		36.53 72%		40.42 79%		(APLN 2015) 44.70 44%	60	49.41 48%		54.59 54%		60.30 59%		T 2 : 2011 - 30 MVA - baru T 3 : 2016 - 60 MVA - baru T 3 : 2022 - 60 MVA - baru relok T 1 : 2022 - 30 MVA ke Majene	
	Pare - Pare Branch																									
1.	Pare-pare 150/20	1	16	16			(2011- 30 MVA - relok dr Tallo Lama) 11.86 87%	13.63 35%	30	15.60 40%		17.54 45%		19.40 50%		21.44 55%		23.67 61%		26.13 67%		(2018- 30 MVA - relok dr Tello) 28.83 45%	30	31.80 49%		T 2 : 2011 - 30 MVA - relok dr Tallo Lama T 3 : 2018 - 30 MVA - relok dr Tello
2.	Barru 150/20	2	5	10			(APLN 2010) 6.01 71%	6.86 20%	30	7.78 23%		8.68 26%		9.52 28%		10.43 31%		11.42 34%		12.50 37%		13.68 40%		14.97 44%		T 2 : 2011 - 30 MVA - baru
	Pinrang Branch																									
1	Bakaru 150/20	1	20	20				4.36 26%		4.99 29%		5.61 33%		6.20 36%		6.86 40%		7.57 45%		8.36 49%		9.23 54%		10.18 60%		T 2 : 2022 - 30 MVA - baru
2	Pinrang 150/20	1 1	5 16	5 16			(APBN 2010) 16.42 92%	18.88 48%	30	21.59 55%		24.27 62%		26.83 69%		29.64 76%		(APBN 2015) 32.73 51%	30	36.11 56%		39.84 62%		43.93 68%		T 2 : 2011 - 30 MVA - baru T 3 : 2016 - 30 MVA - baru T 4 : 2021 - 30 MVA - relok dr tn. Bunga relok T 1 : 16 MVA - ke

534

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN	
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)		Peak (MW)			
	Mamuju Branch																									
1	Polmas 2000 150/20	1	20	20	11.54 68%		(APBN 2010) 13.16 31%	30	14.94 35%		16.66 39%		18.27 43%		20.02 47%		21.93 52%		24.01 56%		26.27 62%		28.74 68%		T 2 : 2011 - 30 MVA - baru T 3 : 2022 - 20 MVA - relok dr Bulukumba	
2	Majene 2000 150/20	1	20	20	11.90 70%		(APBN 2010) 13.57 32%	30	15.40 36%		17.18 40%		18.84 44%		20.65 49%		22.61 53%		24.76 58%		27.09 64%		29.63 70%		T 2 : 2011 - 30 MVA - baru T 3 : 2022 - 30 MVA - relok dr Sungguminasa	
3	Mamuju 2009 150/20	1	20	- -	7.44 44%		8.65 51%		9.95 59%		11.24 66%		12.48 29%	30	13.85 33%		15.36 36%		17.02 40%		18.86 44%		20.89 49%		2009 - 20 MVA - Beban GI Mamuju murni T 2 : 2014 - 30 MVA - relok. dr Panakukang	
	Watampone Branch																									
1.	Soppeng 1995 150/20 2000 150/20	1 1	20 20	20	12.84 76%		diusulkan untuk ditambahkan (APBN 2010) 14.63 34%	30	16.58 39%		18.48 43%		20.24 48%		22.16 52%		24.25 57%		26.52 62%		29.00 68%		31.69 75%		T 2 : 2012 - 30 MVA - baru T 3 : 2020 - 30 MVA - baru	
2.	Bone / Watampone 1995 150/20 2000 150/20	1 1	20 20	20	21.28 63%		24.55 72%		28.17 47%	30	31.78 53%		35.25 59%		39.08 66%		43.29 73%		47.94 70%	30 -20	53.06 78%		41.09 54%	30 -20	buat GI baru un (APBN 2018) (2019 - relok 20 MVA - ke Malili)	T 3 : 2012 - 30 MVA - baru T 4 : 2017 - 30 MVA - baru relok T 1 : 2018 - 20 MVA - ke T 5 : 2019 - 30 MVA - baru relok T 2 : 2019 - 20 MVA - ke Malili

Capacity Balance GI Sistem Sulselrabar

535

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN	
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)		Peak (MW)			
3.	Sidrap 1995 150/20	1	20	20	(APBN 2009) 17.41 41%	30	20.04 47%		22.96 54%		25.86 61%		28.64 67%		(2014- 30 MVA - relok dr Tallo Lama) 31.69 47%	30	35.05 52%		38.74 57%		42.81 63%		(APBN 2018) 47.28 79%	30 -20	T 2 : 2010 - 30 MVA - baru T 3 : 2015 - 30 MVA - relok dr Tallo Lama T 4 : 2019 - 30 MVA - baru relok T 1 : 2019 - relok 20 MVA ke Jenepon 2019 - relok 20 MVA - ke Jenepon	
4	Kajuara 2019 150/20	2	30																		-		(APBN 2018) 2 27.81 55%	60	T 1 : 2019 - 2 x 30 MVA - baru	
4	Sengkang 1999 150/20 2002 150/20 2008-dari sopeng	1 1 1	16 30 20	- - 20	(APBN 2009) 14.68 35%	30	13.40 32%		15.22 36%		16.98 40%		18.63 44%		20.43 48%		22.39 53%		24.52 58%		26.85 63%					T 2 : 2010 - 30 MVA - baru T 3 : 2021 - 30 MVA - baru
5	Siwa / Keera 2011 150/20	1	30	- -		(APBN 2010) 8.26 32%	30	9.42 37%		10.56 41%		11.64 46%		12.83 50%		14.12 55%		15.54 61%		17.10 67%				18.81 74%		T 1 : 2011 - 20 MVA - baru T 2 : 2020 - 30 MVA - baru
1.	Bulukumba Branch Bulukumba 2006 150/20	1	20	20		(APBN 2010) 16.92 100%	30	19.35 46%	22.01 52%		24.61 58%		27.06 64%		29.73 70%		(APBN 2015) 32.65 48%	30	35.84 53%		39.32 58%		43.12 63%		T 2 : 2010 - 30 MVA - baru T 3 : 2016 - 30 MVA - baru T 4 : 2021 - 30 MVA - baru relok T 1 : 2021 - relok 20 MVA ke Polmas	

Capacity Balance GI Sistem Sulselrabar

536

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)		Peak (MW)		
2	Sinjai 2007 150/20	1	20	20	15.46 91%		(APBN 2010) 17.75 42%	30	20.27 48%		22.75 54%		25.11 59%		27.69 65%		30.53 72%		(2017 - relok 30 MVA - dr Panakukang) 33.63 49%	30	37.04 54%		30.58 45%		T 1 : 2007 - 20 MVA - baru T 2 : 2011 - 30 MVA - baru T 2 : 2017 - 30 MVA - relok dr Panakunag
3	Jeneponto 2006 150/20	1	20	20	12.59 74%		14.40 85%		(APBN 2011) 16.40 39%	30	18.35 43%		20.19 48%		22.20 52%		24.40 57%		26.80 63%		29.42 69%		32.29 76%		T 2 : 2011 - 30 MVA baru T 3 : 2020 - 20 MVA - relok dr Sidrap
1.	Palopo Branch Palopo 2006 150/20	2	20	40	17.06 50%		14.72 43%		16.84 50%		18.94 56%		20.95 62%		(APBN 2015) 23.15 39%	30	25.58 43%		28.24 47%		31.16 52%		34.38 58%		T 3 : 2016 - 30 MVA - baru T 4 : 2022 - 30 MVA - baru relok T 1 : 2022 - 20 MVA - ke Enrekang
2.	Makale 2006 150/20	1	20	20	11.52 68%		13.20 78%		(APBN 2011) 15.05 35%	30	16.87 40%		18.59 44%		20.48 48%		13.52 32%		14.88 35%		16.36 38%		17.98 42%		T 2 : 2012 - 20 MVA - baru T 3 : 2023 - 20 MVA - relok dr Palopo
3.	PLTA Bontobatu SY / Enrekang 2016 150/20	1	30	-													(APBN 2015) 9.02 35%	30	9.92 39%		10.91 43%		11.99 47%		T 1 : 2016 - 30 MVA - baru
4	Wotu 2013 150/20	1	30	-							(APBN 2012) 9.63 38%	30	10.70 42%		11.87 47%		13.16 52%		14.59 57%		16.16 63%		17.90 70%		T 1 : 2013 - 30 MVA - baru T 2 : 2020 - 30 MVA - baru

Capacity Balance GI Sistem Sulselrabar

No.	SUBSTATION	CAPACITY			2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		KETERANGAN
		No	Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	Peak (MW)	Add Trans (MVA)	
5	Malili 2013 150/20	1	30	-							(APBN 2012) 11.24 44%	30 12.48 49%			13.85 54%		15.36 60%		17.02 67%		18.86 74%		(2019 - 20 MVA) 20.89 49%	20	T 1 : 2013 - 30 MVA - baru T 2 : 2019 - 20 MVA - relok dr Bone
1.	Kendari Branch Kolaka 2013 150/20	1	30	30							2013 - 30 MVA - 150/20 (APBN 2012) 19.55 77%	30 21.34 42%	30	23.30 46%		25.44 50%		27.80 55%		30.40 60%		33.24 65%			T 1 : 2012 - 30 MVA - baru T 2 : 2014 - 30 MVA - baru T 3 : 2022 - 30 MVA - relok dr Unaaha
2.	Unaha 2013 150/20	2	30	-							(APBN 2011-2x30 MVA) 31.01 61%	60 33.85 66%			36.97 72%		40.39 79%		(APBN 2016) 44.15 43%	60	48.28 47%		52.81 52%		T 1-2 : 2012 - 2x30 MVA - baru T 3 : 2017 - 60 MVA - baru T 4 : 2021 - 60 MVA - baru relok T 1 : 2021 - 30 MVA - ke Kolaka
3	Kendari 2010-11 70/20 2012 150/20	2 1	30 30	60 30							2010/11 - 2 x 30 MVA - 70/20 2012 - 30 MVA - 150/20 48.73 64%		53.19 70%		58.09 76%		(APBN 2015) 63.47 50%	60	69.38 54%		75.86 60%		82.99 65%		2010/11 - 2x30 MVA - 70/20 kV T1 : 2012 - 30 MVA - baru, IBT 150/70 : 63 T2 : 2016 - 60 MVA - baru T3 : 2022 - 60 MVA - baru
4	Nii Tanasa 2010-70 kv kenc 70/20 2011-70 kV	1 1	10 10	- 20							2010 - 10 MVA - baru 2011 - 10 MVA - relok dr Maros 8.86 52%		9.67 57%		10.56 62%		11.54 68%		12.61 74%		13.79 41%	20	15.09 44%		T 1 : 2010 - 10 MVA - baru T 2 : 2011 - 10 MVA - relok dari Maros T 3 : 2018 - 20 MVA - relok dr daya
5	Raha-Bau 2013 150/20	1	30								(APBN 2012) 17.39 68%	30 20.32 40%	30	23.52 46%		27.02 53%		30.85 60%		35.04 69%		39.64 78%			T 1 : 2013 - 30 MVA - baru T 2 : 2014 - 30 MVA - baru T 3 : 2020 - 20 MVA - baru

538

[illegible]

Capacity Balance GI Sistem Sulutenggo

No.	GARDU INDUK	Teg. Sistem	Jumlah Unit	Kapasitas Trafo		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
				Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)
1	GI Ranomut - Beban Puncak (MW)	70/20	3	20	60 60	36.59 64%		Sebagian beban dialihkan ke GI Paniki				20.05 35%		20.65 36%		21.26 37%		22.00 39%		22.77 40%		23.55 41%		24.37 43%	
2	GI Sawangan - Beban Puncak (MW)	70/20	1	10	10 10	8.60 45%	10.00	8.93 47%		9.27 49%		9.62 51%		9.98 53%		10.34 54%		10.78 57%		11.24 59%		11.71 62%		12.20 64%	
3	GI Bitung - Beban Puncak (MW) - Beban Sewa Genset (MW)	70/20	1	20	20 20	11.81 62% 10.00		8.48 45%		8.73 46%		9.00 47%		9.26 49%		9.54 50%		9.87 52%		10.21 54%		10.57 56%		10.93 58%	
4	GI Tonsealama - Beban Puncak (MW)	70/20	1	10	10 10	6.40 67%		6.78 71%		7.18 76%		7.60 80%		8.04 85%		8.51 45%	10.00	9.05 48%		9.63 51%		10.24 54%		10.89 57%	
5	GI Teling - Beban Puncak (MW)	70/20	1 1 1	10 20 20	10 20 50	Beban dr GI Teling di batasi tidak melebihi 85 %						22.87 48%		23.55 50%		24.24 51%		25.09 53%		25.96 55%		26.86 57%		27.79 59%	
6	GI Teling 150 kV (GIS) - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0	0 0	16.39 58%	30.00	18.99 67%		21.84 77%		24.97 88%		28.40 50%	30.00	32.14 56%		36.45 64%		41.18 72%		46.38 81%		52.12 91%	
7	GI Tomohon - Beban Puncak (MW)	70/20	2	10	20 20	11.62 61%		12.58 66%		13.62 72%		14.74 78%		15.95 84%		17.25 36%	30.00	18.76 39%		20.39 43%		22.16 47%		24.09 51%	

Capacity Balance GI Sistem Sulutenggo

No.	GARDU INDUK	Teg. Sistem	Jumlah Unit	Kapasitas Trafo		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
				Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)
8	GI Kawangkoan - Beban Puncak (MW)	150/20	1	20	20	13.17 69%		14.16 75%		15.22 80%		16.35 86%		17.56 37%	30.00	18.85 40%		20.35 43%		21.97 46%		23.70 50%		25.58 54%	
9	GI Lopana - Beban Puncak (MW)	150/20	1	20	20	12.78 67%		14.09 74%		15.52 82%		17.10 36%	30.00	18.83 40%		20.72 44%		22.93 48%		25.37 53%		28.07 59%		31.05 65%	
10	GI Tasik Ria - Beban Puncak (MW)	70/20	1	20	20	6.31 33%		6.91 36%		7.56 40%		8.27 44%		9.04 48%		9.89 52%		10.87 57%		11.95 63%		13.13 69%		14.43 76%	
11	GI Otam - Beban Puncak (MW) - Beban Pembangkit Kota (MW)	150/20	1	20	20	15.58 82% 5.00		17.24 36% 5.00	30.00	17.52 37% 5.00		19.35 41% 5.00		21.31 45% 5.00		23.42 49% 5.00		25.89 55% 5.00		28.55 60% 5.00		31.43 66% 5.00		34.57 73% 5.00	
12	GI Likupang - Beban Puncak (MW)	70/20	1	20	20	3.58 19%		3.88 20%		4.19 22%		4.52 24%		4.88 26%		5.27 28%		5.72 30%		6.21 33%		6.73 35%		7.30 38%	
13	GI Kema - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0	0	0.00		15.38 54%	30.00	17.35 61%		19.51 68%		21.88 77%		24.47 86%		27.48 48%	30.00	30.79 54%		34.44 60%		38.47 67%	
14	GI Lolak - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0	0	3.59 19%	20.00	3.88 20%		4.19 22%		4.52 24%		4.88 26%		5.27 28%		5.72 30%		6.21 33%		6.73 35%		7.31 38%	
15	GI Bintauna - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0	0	0.00 #DIV/0!		0.00 #DIV/0!		1.50 16%	10.00	1.59 17%		1.69 18%		1.79 19%		1.89 20%		2.01 21%		2.13 22%		2.26 24%	
16	GI Paniki - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0	0	0.00		20.51 72%	30.00	22.94 80%		25.57 90%		28.43 50%	30.00	31.51 55%		35.05 61%		38.90 68%		43.08 76%		47.64 84%	
TOTAL BEBAN KONSUMEN BESAR						182.32		197.23		211.79		229.04		247.64		267.68		291.02		316.33		343.78		373.75	
TOTAL BEBAN GARDU INDUK						178.75		193.36		209.11		226.11		244.43		264.18		287.17		312.09		339.12		368.63	
DIVERSITY FACTOR						1.02		1.02		1.01		1.01		1.01		1.01		1.01		1.01		1.01		1.01	
PENAMBAHAN TRANSFORMATOR							50.0		90.0		10.0		30.0		90.0		40.0		30.0		0.0		0.0		0.0

Capacity Balance GI Sistem Sulutenggo

No.	GARDU INDUK	Teg. Sistem	Jumlah Unit	Kapasitas Trafo		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
				Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)
1	GI Botupingge - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 30	0 0	19.88 70%	30.00	21.99 77%		24.29 85%		26.81 49%	30.00	29.57 54%		32.74 59%		36.22 66%		40.04 73%		44.25 80%	
2	GI PLTU (Anggrek) - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 20	0 0	8.50 46%	20.00	9.34 51%		10.25 56%		11.24 61%		12.32 67%		13.55 74%		14.89 81%		16.34 89%		17.94 39%	30.00
3	GI Isimu - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 30	0 0	11.25 41%	30.00	12.44 45%		13.75 50%		15.18 55%		16.74 61%		18.53 67%		20.50 74%		22.66 82%		25.05 91%	
4	GI Marisa - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 30	0 0	4.33 16%	30.00	4.77 17%		5.25 19%		5.77 21%		6.33 23%		6.98 25%		7.68 28%		8.45 31%		9.30 34%	
5	GI Buroko - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 20	0 0	2.33 13%	20.00	2.57 14%		2.84 15%		3.12 17%		3.44 19%		3.80 21%		4.19 23%		4.62 25%		5.10 28%	
6	GI Leok - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 20	0 0													5.46 30%	20.0	6.03 33%		6.66 36%	
7	GI Toli-Toli - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 30	0 0									9.96 36%	30.00	11.06 40%		12.26 44%		13.58 49%		15.03 54%	
8	GI Moutong - Beban Puncak (MW)	150/20	1	0 30	0 0							7.79 28%	30.00	8.62 31%		9.57 35%		10.60 38%		11.74 43%		13.00 47%	
TOTAL BEBAN KONSUMEN BESAR																							
TOTAL BEBAN GARDU INDUK						46.29		51.11		56.38		69.92		86.96		96.22		111.81		123.47		136.34	
TOTAL BEBAN PUNCAK SISTEM						45.38		50.11		55.27		68.55		85.26		94.33		109.62		121.05		133.66	
DIVERSITY FACTOR						1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02	

542

No.	GARDU INDUK	Teg. Sistem	Jumlah Unit	Kapasitas Trafo		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
				Unit Size (MVA)	Total (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)	Peak (MW)	Add Trafo (MVA)
E-13	GI Talise	70/20	1	30	30																				
	- Beban Puncak (MW)		1	10	10																				
	PLTD Silae				40	17.88		30.45		31.91		33.44	30.00	35.05		36.73		38.49		40.34		42.28		44.31	
						49%		83%		87%		52%		54%		57%		60%		63%		66%		69%	
					36.00	Pembangkit Silae																			
2	GI Parigi	70/20	1	20	20																				
	- Beban Puncak (MW)				20	5.90		6.58		7.34		8.18		9.13		10.18		11.35		12.65		14.10		15.73	
						32%		36%		40%		44%		50%		55%		62%		69%		77%		85%	
3	GI Silae	70/20	2	0	0			dari PLTD Silae																	
	- Beban Puncak (MW)				0			14.69	30.00	16.60		18.76		21.19		23.95		27.06	30.00	30.58		34.56		39.05	
								53%		60%		68%		77%		87%		49%		55%		63%		71%	
4	GI Poso	150/20	1	0	0																				
	- Beban Puncak (MW)				0			6.75	10.00	7.49		8.31	30.00	9.20		10.17		11.29		12.51		13.85		15.33	
								73%		81%		23%		25%		28%		31%		34%		38%		42%	
5	GI Tentena	150/20	1	0	0																				
	- Beban Puncak (MW)				0			2.01	10.00	2.23		2.46		2.72		2.99		3.31		3.66		4.04		4.46	
								22%		24%		27%		30%		33%		36%		40%		44%		48%	
6	GI Ampana	150/20	1	0	0																				
	- Beban Puncak (MW)				0															5.32	20.00	5.88		6.50	
																				29%		32%		35%	
7	GI Kolonedale	150/20	1	0	0																				
	- Beban Puncak (MW)				0																			5.46	
																								20.00	
																								30%	
8	GI Palu Baru	150/20	1	0	0			dari PLTD Silae																	
	- Beban Puncak (MW)				0			14.69	30.00	17.82		21.21		24.86	30.00	28.79		33.57		38.74		44.32		50.46	
								53%		65%		77%		45%		52%		61%		70%		80%		91%	
E-13	TOTAL BEBAN KONSUMEN BESAR						59.79		75.16		83.38		92.35		102.14		112.80		125.07		143.81		159.03		181.29
	TOTAL BEBAN GARDU INDUK						58.62		73.69		81.75		90.54		100.14		110.59		122.61		140.99		155.91		177.74
	TOTAL BEBAN PUNCAK SISTEM						1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02		1.02
	DIVERSITY FACTOR																								

LAMPIRAN B2.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

Proyeksi Kebutuhan Fisik Transmisi dan GI Sulawesi

(Kms)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
T/L 500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T/L 275 kV	-	512	-	360	-	-	-	-	-	-	872
T/L 150 kV	551	1,142	353	1,180	334	502	62	764	84	170	5,142
T/L 70 kV	24	-	-	-	-	-	-	-	30	-	54
Total	575	1,654	353	1,540	334	502	62	764	114	170	6,068

(MVA)

Tegangan	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	60	60	63	-	-	-	-	-	-	183
150/20 kV	290	740	220	300	480	320	360	190	330	370	3,600
70/20 kV	40	110	-	-	-	10	60	-	20	-	240
Total	330	910	280	363	480	330	420	190	350	370	4,023

PENGEMBANGAN TRANSMISI SULAWESI

Provinsi	Dari	Kema	Teg		Kms	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulut	PLTU Sulut II (Pepres)	Lopana	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm ²	36	2.0	2010	On Going	APLN
Sulut	Lopana	Teling (GIS)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	96	5.3	2010	On Going	APBN
Goronta	Isimu	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	90	5.0	2011	On Going	APBN
Goronta	Isimu	Marisa	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	220	12.2	2011	On Going	APBN
Goronta	PLTU Gorontalo (Perpres)	Incomer	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	190	10.5	2011	On Going	APBN
Sulut	Isimu	Buroko	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	76	4.2	2011	On Going	APBN
Sulut	Teling (GIS)	Ranomut Baru (Paniki)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	16	0.9	2011	Committed	APLN
Sulut	Ranomut Baru (Paniki)	Bitung Baru (Kema)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	60	3.3	2011	Committed	APLN
Sulut	Bintauna	Tapping (Lolak - Buroko)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	4	0.2	2012	Planned	Unall
Goronta	PLTU Gorontalo Energi (IPP)	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	16	0.9	2012	Planned	IPP
Sulut	PLTU Sulut I (Infrastructure)	Kema	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1.1	2013	Planned	IPP
Sulut	PLTP Lahendong V/VI	Lopana	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1.1	2013	Planned	Unall
Goronta	Marisa	Moutong	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	210	11.6	2014	Planned	Unall
Sulut	PLTP Kotamobagu	Otam	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	32	1.8	2014	Planned	Unall
Goronta	New PLTG (Marisa)	Marisa	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1.1	2015	Planned	Unall
Goronta	PLTU TLG (Molotabu) (IPP)	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	1.7	2016	Planned	Unall
Sulut	New PLTU Minahasa (Kema)	Kema	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1.1	2018	Planned	Unall

PENGEMBANGAN TRANSMISI SULAWESI

Provinsi	Dari	Kema	Teg		Kms	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulsel	Sidrap	Maros (New)	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	260	25.6	2010	on going	APBN
Sulsel	Maros (New)	Sungguminasa	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	80	7.9	2010	on going	APBN
Sulsel	Sengkang	Sidrap	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	70	6.9	2010	on going	APBN
Sulsel	PLTU Perpres - Barru	Incomer 2 phi	150 kV	4 cct, Hawk, 240 mm	9.2	0.5	2010	on going	APLN
Sulsel	Siwa/Keera (New)	Sengkang	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	130	8.8	2011	Planned	IPP
Sulsel	Wotu	Palopo	275 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	240	54.0	2011	On Going	IPP
Sulsel	PLTU Bosowa - Jeneponto	TIP. 57	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	20	2.0	2012	Committed	APLN
Sulsel	PLTU Bosowa - Jeneponto	TIP. 57	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	20	1.1	2012	Committed	APLN
Sulsel	Tallo Lama (loop)	Bontoala (loop)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	9	0.5	2012	Planned	Unall
Sulsel	Tallo Lama (Uprating Cond)	Tello (uprating cond)	150 kV	2 cct, TACS	14	0.8	2012	Planned	Unall
Sulsel	PLTU Takalar	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	80	8.9	2012	Planned	Unall
Sulsel	Siwa/Keera	Palopo	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	170	11.5	2012	Planned	Unall
Sulsel	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	70	3.9	2013	Planned	Unall
Sulbar	Silae	Pasangkayu	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	90	5.0	2014	Planned	Unall
Sulsel	Daya Baru	Inc. 1 phi (Maros-Sunggu	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	2	0.2	2014	Planned	Unall
Sulsel	KIMA Makassar (New)	Inc. 1 phi (Pangkep-Tello	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	2	0.1	2015	Planned	Unall
Sulsel	PLTA Bontobatu/Enrekang -	Inc. 1 phi (Makale-Sidrap	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	2	0.1	2016	Planned	Unall
Sulsel	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2.0	2016	Planned	Unall
Sulsel	PLTA Bakaru II	Sidrap	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	300	29.6	2017	Planned	Unall
Sulbar	PLTA Poko	Bakaru	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	40	3.9	2018	Planned	Unall
Sulsel	Panakukang baru/Antang - (Inc. 1 phi (Maros-Sunggu	150 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	24	2.4	2018	Planned	Unall
Sulsel	Kajuara - (New)	Inc. 1 phi (Sinjai-Bone)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	0.3	2019	Planned	Unall

PENGEMBANGAN TRANSMISI SULAWESI

Provinsi	Dari	Kema	Teg		Kms	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sultra	PLTU Perpres - Kendari	Kendari	70 kV	2 cct, Ostrich (ex-P3B JB)	24	1.892	2010	on going	APLN
Sulteng	PLTA Poso (Tentena)	Poso	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	80	4.432	2011	Committed	APLN
Sulteng	Poso	Palu Baru	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	190	10.526	2011	Committed	APLN
Sulteng	Palu Baru	Silae	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	90	4.986	2011	Committed	APLN
Sulteng	Tentena (PLTA Poso)	Wotu	275 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	272	61.221	2011	On Going	IPP
Sultra	PLTU Kolaka (FTP 2)	Kolaka	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	20	1.108	2012	Planned	Unall
Sulteng	PLTG Donggi Senoro	Tentena (PLTA Poso)	275 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	360	81.028	2013	Planned	Unall
Sultra	Malili (New)	Lasusua (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	240	13.296	2013	Planned	Unall
Sultra	Lasusua (New)	Kolaka (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	270	14.958	2013	Planned	Unall
Sultra	Kolaka (New)	Unahaa (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	120	6.648	2013	Planned	Unall
Sultra	Unahaa (New)	Kendari (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	150	8.31	2013	Planned	Unall
Sultra	Kendari (new)	Raha (new)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	170	9.418	2013	Planned	Unall
Sultra	PLTU Kendari (FTP 2)	Kendari	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	120	6.648	2013	Planned	Unall
Sulteng	Moutong	Toli-toli	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	270	14.958	2015	Planned	Unall
Sulteng	PLTG Kintom	Luwuk	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	90	4.986	2015	Planned	Unall
Sulteng	PLTG Kintom	Moilong	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	120	6.648	2015	Planned	Unall
Sulteng	Toli-toli	Leok	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	216	11.966	2017	Planned	Unall
Sulteng	Poso	Ampana	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	248	13.739	2017	Planned	Unall
Sulteng	Palu Baru	Talise	70 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	1.662	2018	Planned	Unall
Sulteng	PLTA Poso (Tentena)	Kolonedale	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	164	9.0856	2019	Planned	Unall

PENGEMBANGAN GARDU INDUK SULAWESI

Provinsi	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extention	MVA	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulut	Teling (GIS)	150/20 kV	New	30	4.0	2010	On going	APLN
Sulut	Lolak	150/20 kV	New	20	3.2	2010	On going	APBN
Sulut	Tomohon (IBT)	150/70 kV	Extension	60	2.1	2011	Proposed	APLN /APBN/LOAN
Sulut	Otam	150/20 kV	Extension	20	2.2	2011	On going	APBN
Sulut	Kema	150/20 kV	New	30	2.6	2011	Committed	APLN
Sulut	Paniki	150/20 kV	New	30	3.5	2011	Committed	APLN
Gorontalo	Botupingge	150/20 kV	New	30	3.9	2011	On going	APBN
Gorontalo	PLTU Gorontalo	150/20 kV	New	20	3.2	2011	On going	APBN
Sulut	Isimu	150/20 kV	New	30	5.9	2011	On going	APBN
Gorontalo	Marisa	150/20 kV	New	30	3.3	2011	On going	APBN
Sulut	Buroko	150/20 kV	New	20	3.3	2011	On going	APBN
Sulut	Teling (IBT)	150/70 kV	New	60	2.1	2012	Proposed	APBN/APLN
Sulut	Bintauna (Tap)	150/20 kV	New	10	1.7	2012	Planned	Unall
Sulut	Teling	150/20 kV	Extension	30	1.9	2014	Planned	Unall
Sulut	Lopana	150/20 kV	Extension	30	1.9	2014	Planned	Unall
Sulut	Paniki	150/20 kV	Extension	30	1.9	2014	Planned	Unall
Sulut	Tonsealama	70/20 kV	Extension	10	2.1	2015	Planned	Unall
Sulut	Kawangkoan	150/20 kV	Extension	30	2.2	2015	Planned	Unall
Gorontalo	Botupingge	150/20 kV	Extension	30	2.2	2015	Planned	Unall
Sulut	Tomohon	70/20 kV	Extension	30	2.6	2016	Planned	Unall
Sulut	Kema	150/20 kV	Extension	30	1.9	2016	Planned	Unall
Gorontalo	PLTU Gorontalo	150/20 kV	Extension	30	1.9	2019	Planned	Unall

PENGEMBANGAN GARDU INDUK SULAWESI

Provinsi	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extention	MVA	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sultra	Kendari - (GI baru) + 2 LB	70/20 kV	New	30	4.6	2010	On Going	APLN
Sultra	Nii Tanasa - (GI baru) + 2 LB	70/20 kV	New	10	1.3	2010	On Going	APLN
Sulbar	Polmas	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN/APBN
Sulbar	Majene	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN/APBN
Sultra	Kendari	70/20 kV	Extension	30	1.3	2011	Proposed	APLN/APBN
Sultra	Nii Tanasa	70/20 kV	Extension	10	0.0	2011	Relok	APLN
Sultra	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2012	Proposed	PLTU Kolaka (FTP 2)
Sultra	Kendari - (GI Baru 150 kV) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2012	Proposed	PLTU Kendari (FTP 2)
Sultra	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3.9	2013	Planned	Unall
Sultra	Kolaka, Ext 4 LB	150/20 kV	Extension	4 LB	2.5	2013	Planned	Unall
Sultra	Unahaa - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3.9	2013	Planned	Unall
Sultra	Unaaha	150/20 kV	Extension	30	1.4	2013	Planned	Unall
Sultra	Kendari, Ext 4 LB	150/20 kV	Extension	4 LB	2.5	2013	Planned	Unall
Sultra	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	63	0.0	2013	Relok	Unall
Sultra	Raha - (GI Baru) - 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2013	Planned	Unall
Sulbar	Mamuju	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	Planned	Unall
Sultra	Kolaka	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	Planned	Unall
Sultra	Raha	150/20 kV	Extension	30	1.4	2014	Planned	Unall
Sultra	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Planned	Unall
Sultra	Unahaa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2017	Planned	Unall
Sultra	Nii Tanasa	70/20 kV	Extension	20	0.0	2018	Relok	Unall

PENGEMBANGAN GARDU INDUK SULAWESI

Provinsi	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extention	MVA	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulsel	Maros- (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3.9	2010	On Going	APBN
Sulsel	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Sungguminasa, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Tello	150/20 kV	Extension	60	2.1	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Bontoala (Upr.150 kV) - (GI Baru)	150/20 kV	New	60	2.1	2010	On Going	APLN
Sulsel	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	On Going	APLN
Sulsel	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	On Going	APLN
Sulsel	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Sengkang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Sengkang, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2010	Committed	APLN & APBN
Sulsel	Mandai	70/20 kV	Extension	20	0.0	2011	Relok	APLN
Sulsel	Daya	70/20 kV	Extension	30	0.0	2011	Relok	APLN
Sulsel	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	Proposed	APLN
Sulsel	Bontoala	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	Proposed	APLN
Sulsel	Borongloe	70/20 kV	Extension	20	0.0	2011	Relok	APLN
Sulsel	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Pare-pare	150/20 kV	Extension	30	0.0	2011	Relok	APLN /APBN
Sulsel	Barru	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Pinrang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Soppeng	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Siwa/Keera - (GI Baru)+ 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Sengkang, Ext LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2011	Proposed	APLN /APBN

PENGEMBANGAN GARDU INDUK SULAWESI

Provinsi	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extention	MVA	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulsel	Bulukumba	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	1.4	2011	Proposed	APLN /APBN
Sulsel	Tallo Lama (loop Btoala), Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	Planned	Unall
Sulsel	Bontoala (loop T.Lama), Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	Planned	Unall
Sulsel	Pangkep	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	Planned	Unall
Sulsel	Bone	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	Planned	Unall
Sulsel	Jeneponto	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	Planned	Unall
Sulsel	Makale	150/20 kV	Extension	30	1.4	2012	Planned	Unall
Sulsel	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	Proposed	PLTU Takalar Punaga
Sulsel	Palopo + Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	30	2.6	2012	Planned	Unall
Sulsel	Siwa, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2012	Planned	Unall
Sulsel	Maros	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	Planned	Unall
Sulsel	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2.1	2013	Planned	Unall
Sulsel	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2013	Planned	Unall
Sulsel	Malili - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3.9	2013	Planned	Unall
Sulsel	Daya Baru - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	60	3.3	2014	Planned	Unall
Sulsel	Tello	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	Planned	Unall
Sulsel	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2.1	2014	Planned	Unall
Sulsel	KIMA Makassar - (GI baru) + 2 LB	150/20 kV	New	60	3.3	2015	Planned	Unall
Sulsel	Bontoala	150/20 kV	Extension	60	2.1	2015	Planned	Unall
Sulsel	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1.4	2015	Planned	Unall
Sulsel	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Planned	Unall
Sulsel	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Planned	Unall
Sulsel	Borongloe	70/20 kV	Extension	30	1.3	2016	Planned	Unall

PENGEMBANGAN GARDU INDUK SULAWESI

Provinsi	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extention	MVA	Biaya	COD	Status	Sumber Dana
Sulsel	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2016	Planned	Unall
Sulsel	Pinrang	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	Planned	Unall
Sulsel	Bulukumba	150/20 kV	Extension	30	1.4	2016	Planned	Unall
Sulsel	SY PLTA Bontobatu/Enrekang - (G	150/20 kV	New	30	2.6	2016	Planned	PLTA Bontobatu
Sulsel	Makale, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2016	Proposed	PLTA Malea
Sulsel	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	2 LB	1.2	2017	Proposed	PLTA Bakar-II
Sulsel	Bone	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	Planned	Unall
Sulsel	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	1.4	2017	Planned	Unall
Sulsel	Bakaru, Ext 4 LB	150/20 kV	Extension	4 LB	2.5	2018	Proposed	PLTA Poko
Sulsel	Pangkep	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	Planned	Unall
Sulsel	Tello	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	Planned	Unall
Sulsel	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2.1	2018	Planned	Unall
Sulsel	Bontala - GIS II - (GI baru)	150/20 kV	New	60	2.1	2018	Planned	Unall
Sulsel	Panakukang baru/Antang - (GI ba	150/20 kV	New	60	3.3	2018	Planned	Unall
Sulsel	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	0.0	2018	Relok	Unall
Sulsel	Daya Baru	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Planned	Unall
Sulsel	Maros	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Planned	Unall
Sulsel	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2.1	2019	Planned	Unall
Sulsel	Bone	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	Planned	Unall
Sulsel	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	Planned	Unall
Sulsel	Kajuara- GI New + 2 LB	150/20 kV	New	30	2.6	2019	Planned	Unall
Sulsel	Kajuara	150/20 kV	Extension	30	1.4	2019	Planned	Unall
Sulsel	Malili	150/20 kV	Extension	20	0.0	2019	Relok	Unall

LAMPIRAN B2.7

PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

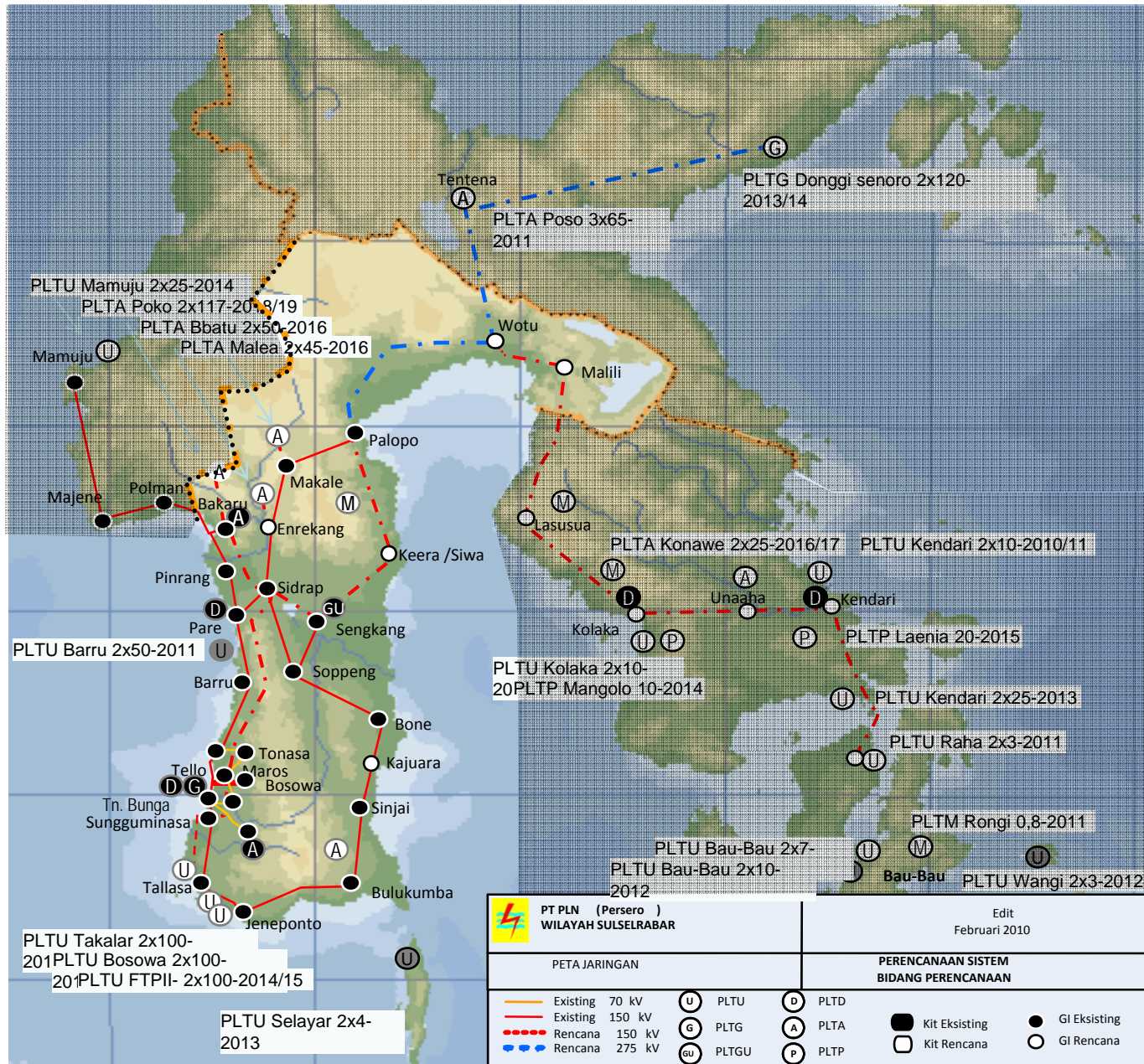


[illegible]

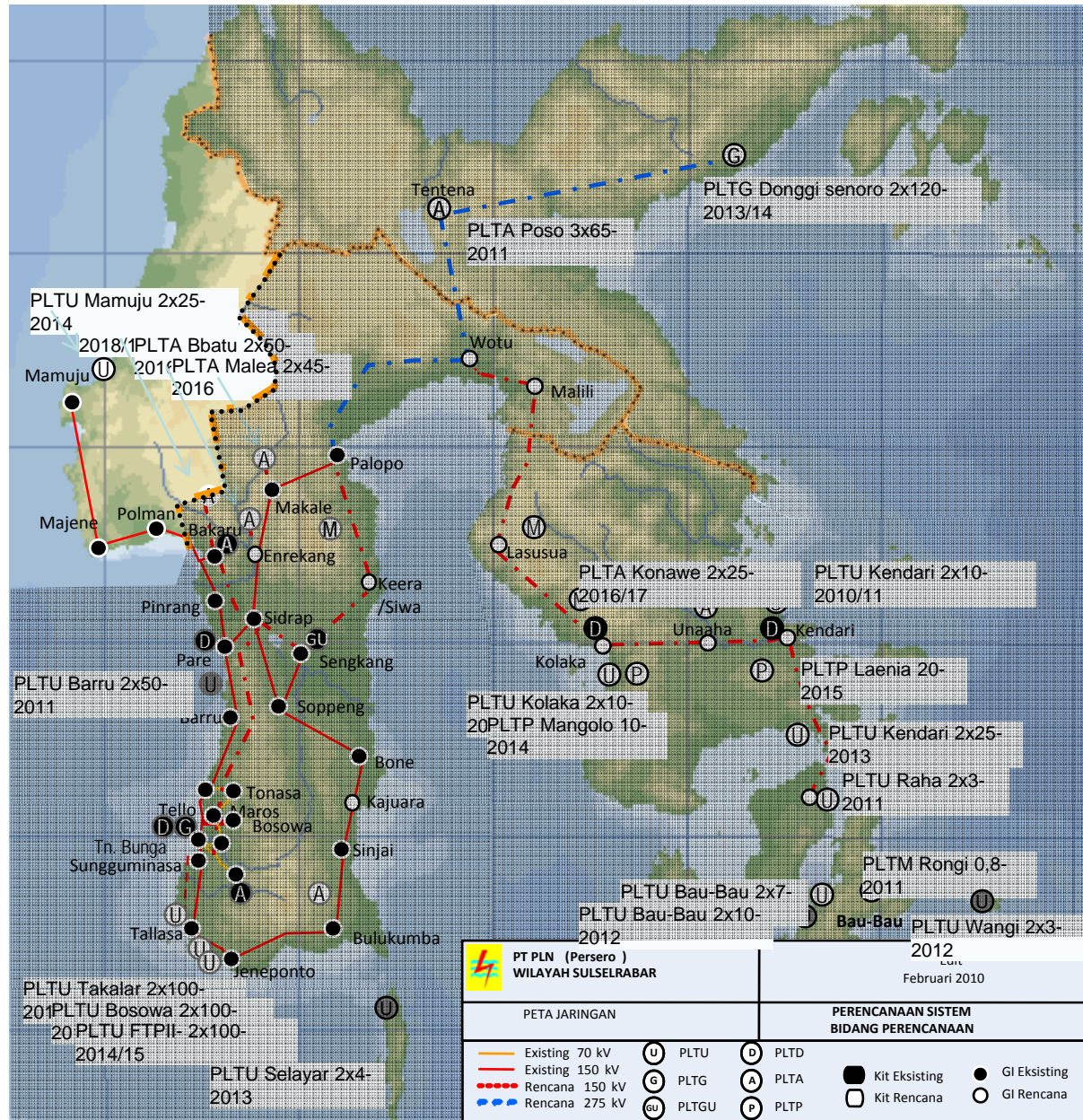
[illegible]



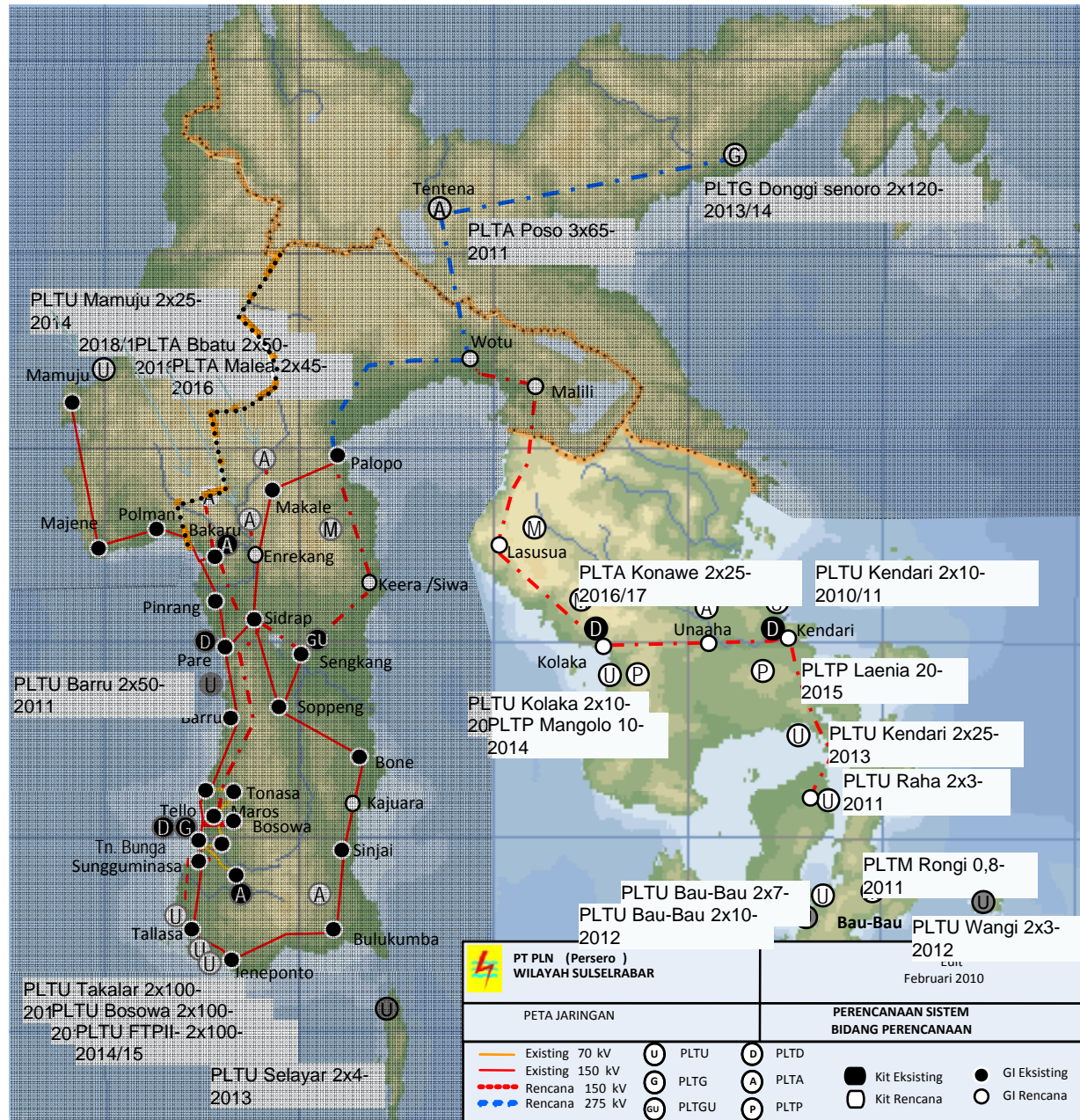
PROPINSI SULAWESI SELATAN



PROPINSI SULAWESI BARAT



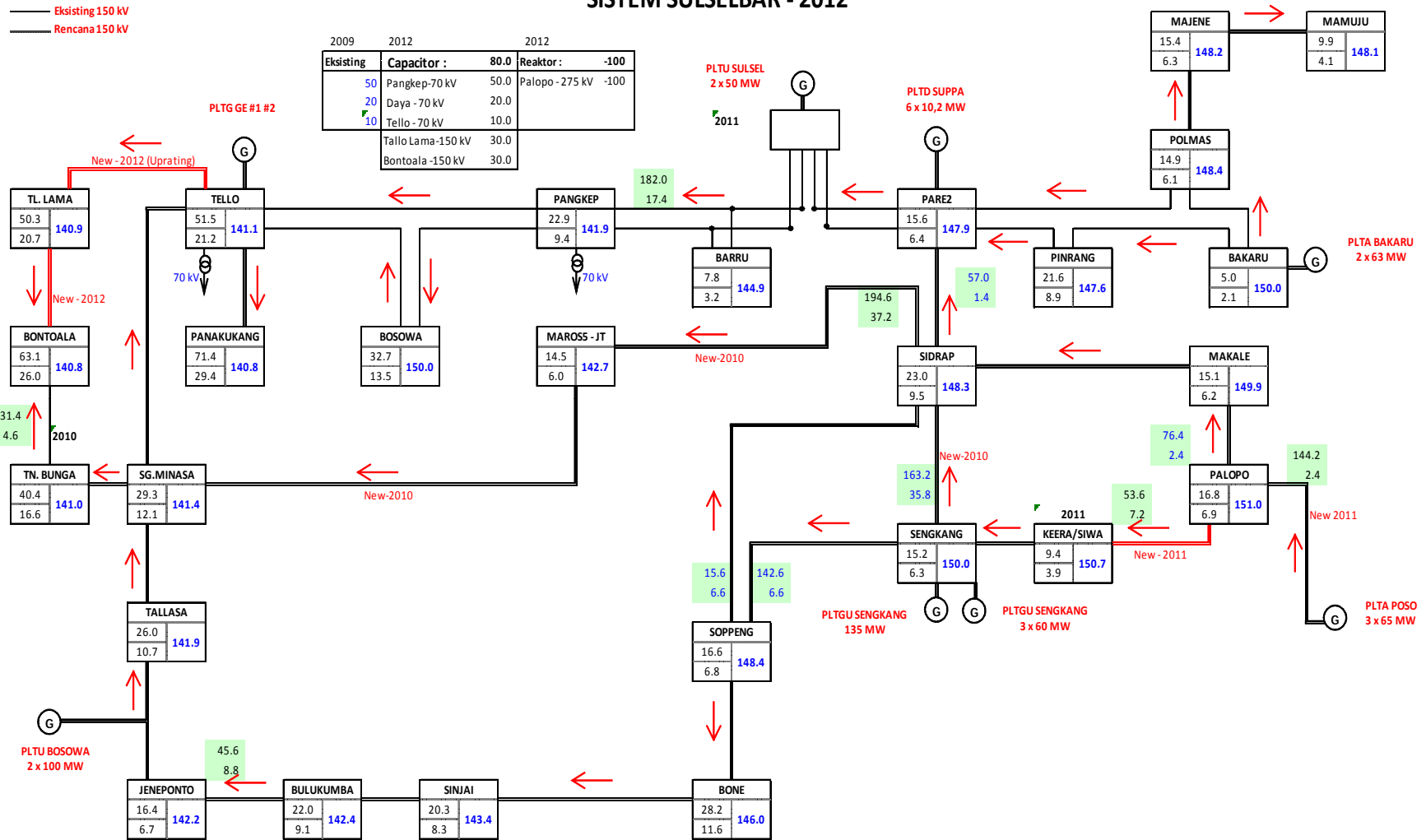
PROPINSI SULAWESI TENGGARA



LAMPIRAN B2.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

SISTEM SULSELBAR - 2012



KOMPOSISI PEMBANGKITAN (MW)					
PLTA Bakar	126	PLTG Skg1	60	PLTA Poso	145
PLTM Bili	6	PLTG Skg2	60	PLTU Bsowa	80
PLTGU Skg	135	PLTU cc Skg	60	PLTU Jnp PLN	-
PLTD Suppa	42	PLTM Tangka	10	PLTA Malea	-
PLTG Tello	41	PLTM Rtballa	2	PLTA Bakar-II	-
Sewa PLTD MFO	-	PLTU Sulsel-1	60	PLTU Sulsel-2	-

Pembangkit : 827.9 MW
Distribusi : 799.7 MW
Susut Transmisi : 28.2 MW 3.4%

Flow dalam MW/MVAR

Keterangan :

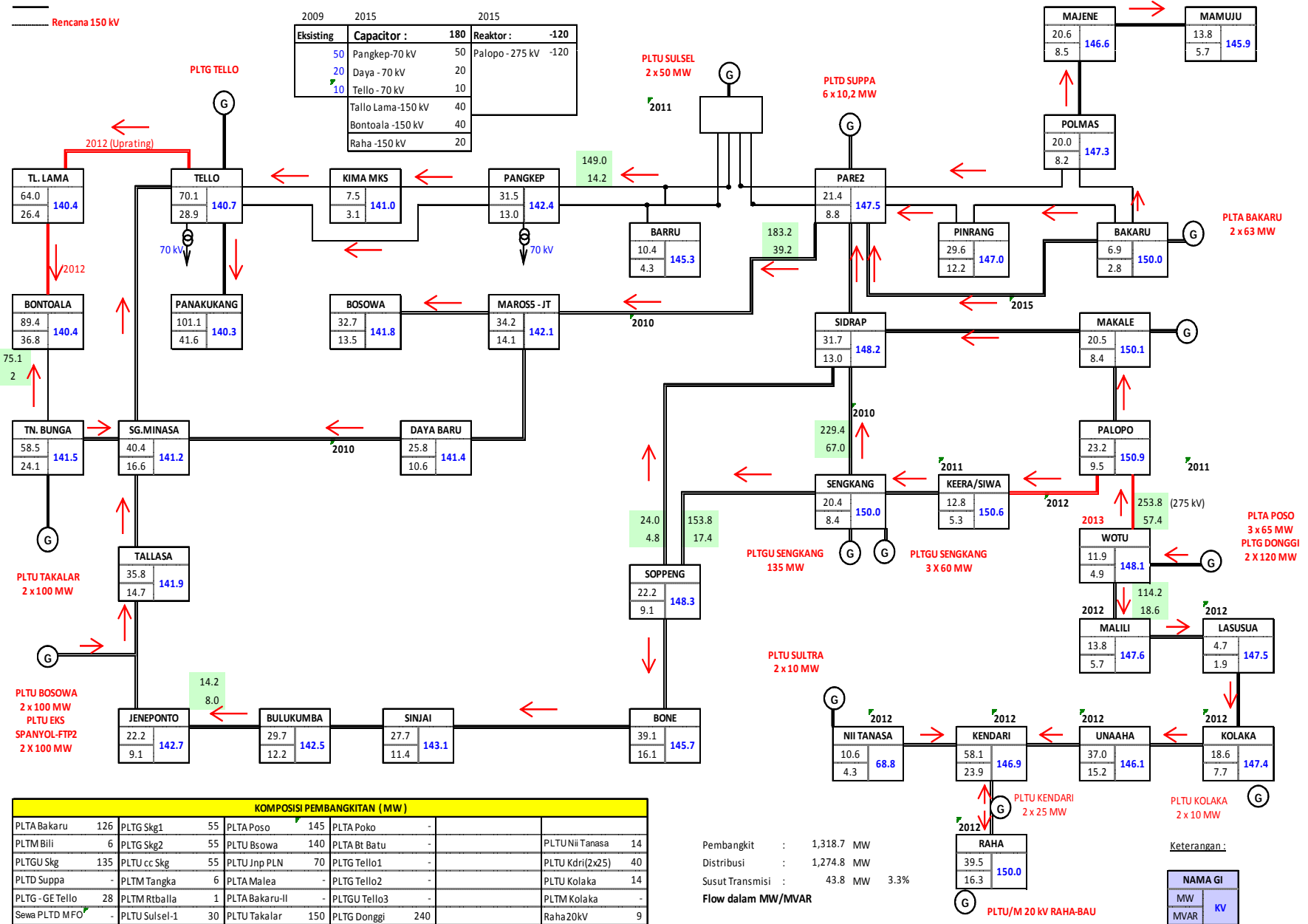
NAMA GI	
MW	KV
MVAR	

SISTEM SULSELBAR - KOLAKA - KENDARI - RAHA - 2015

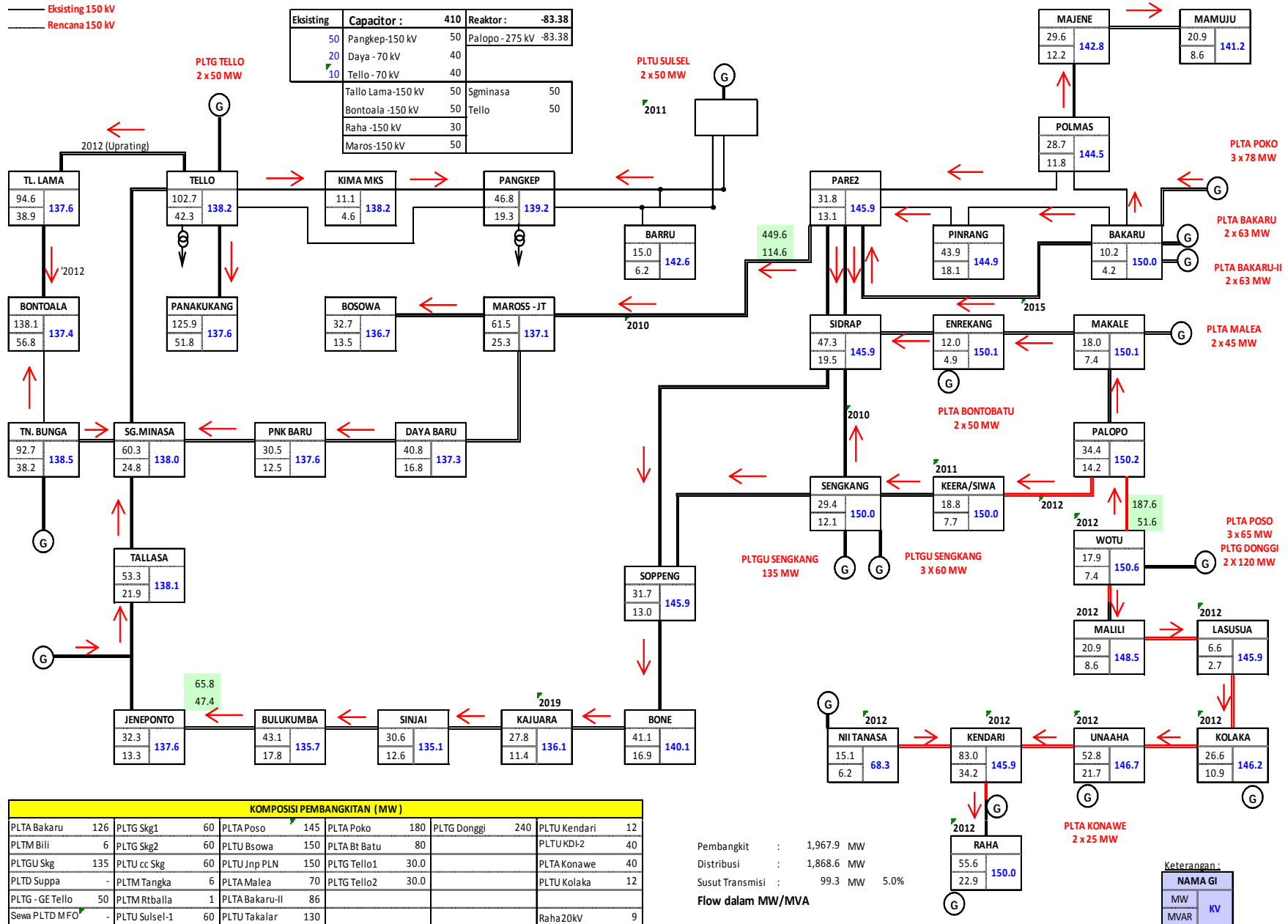
Eksisting 150 kV

Rencana 150 kV

2009	2015	2015
Eksisting	Capacitor :	Reaktor :
50	Pangkep-70 kV	50
20	Daya - 70 kV	20
10	Tello - 70 kV	10
	Tallo Lama-150 kV	40
	Bontoala -150 kV	40
	Raha -150 kV	20



SISTEM SULSELBAR - KOLAKA - KENDARI - RAHA - 2019



SISTEM INTERKONEKSI MINAHASA - GORONTALO 2012

Capasitor : -

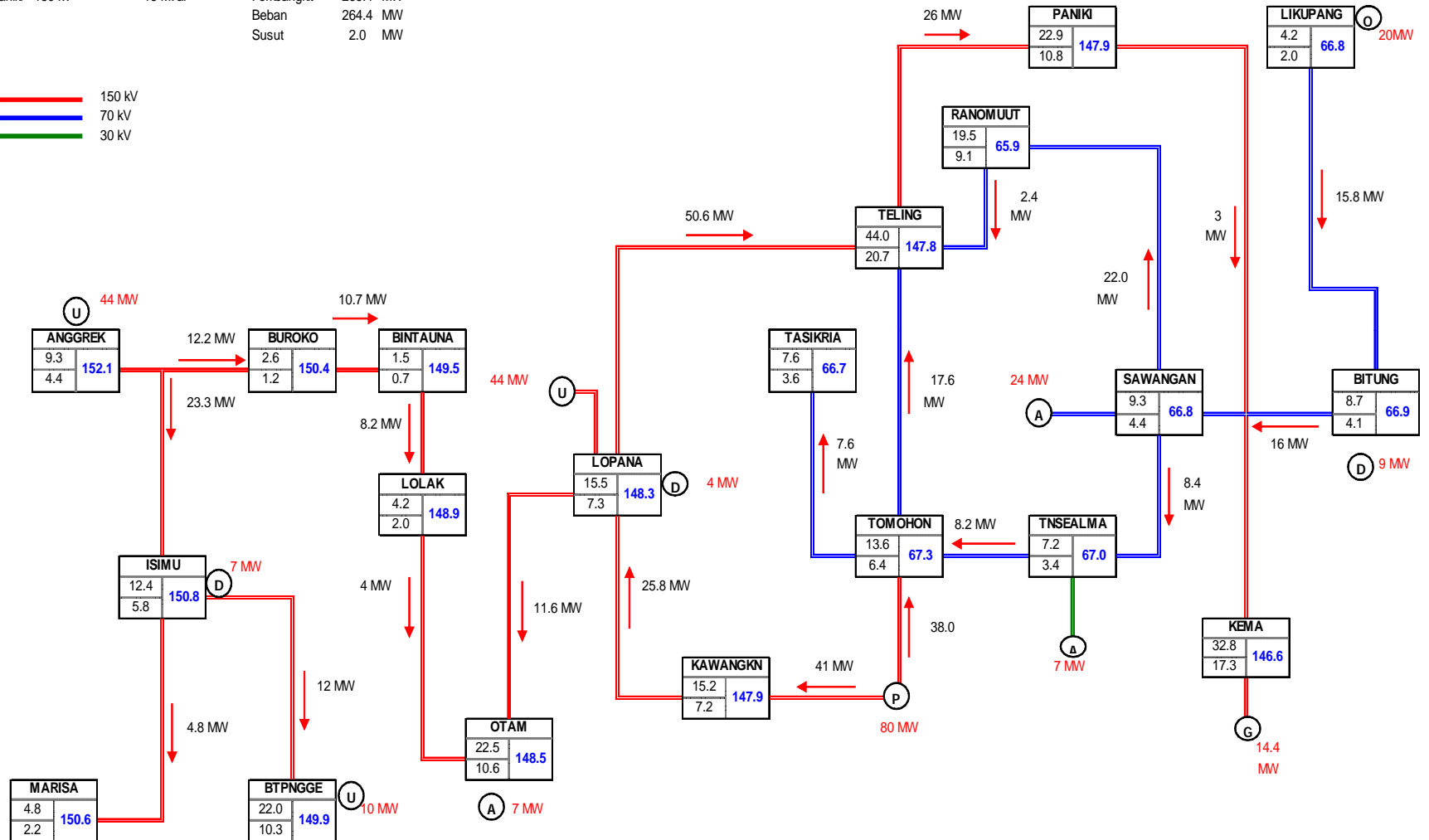
Paniki - 150 kV - 15 Mvar

Pembangkit 266.4 MW

Beban 264.4 MW

Susut 2.0 MW

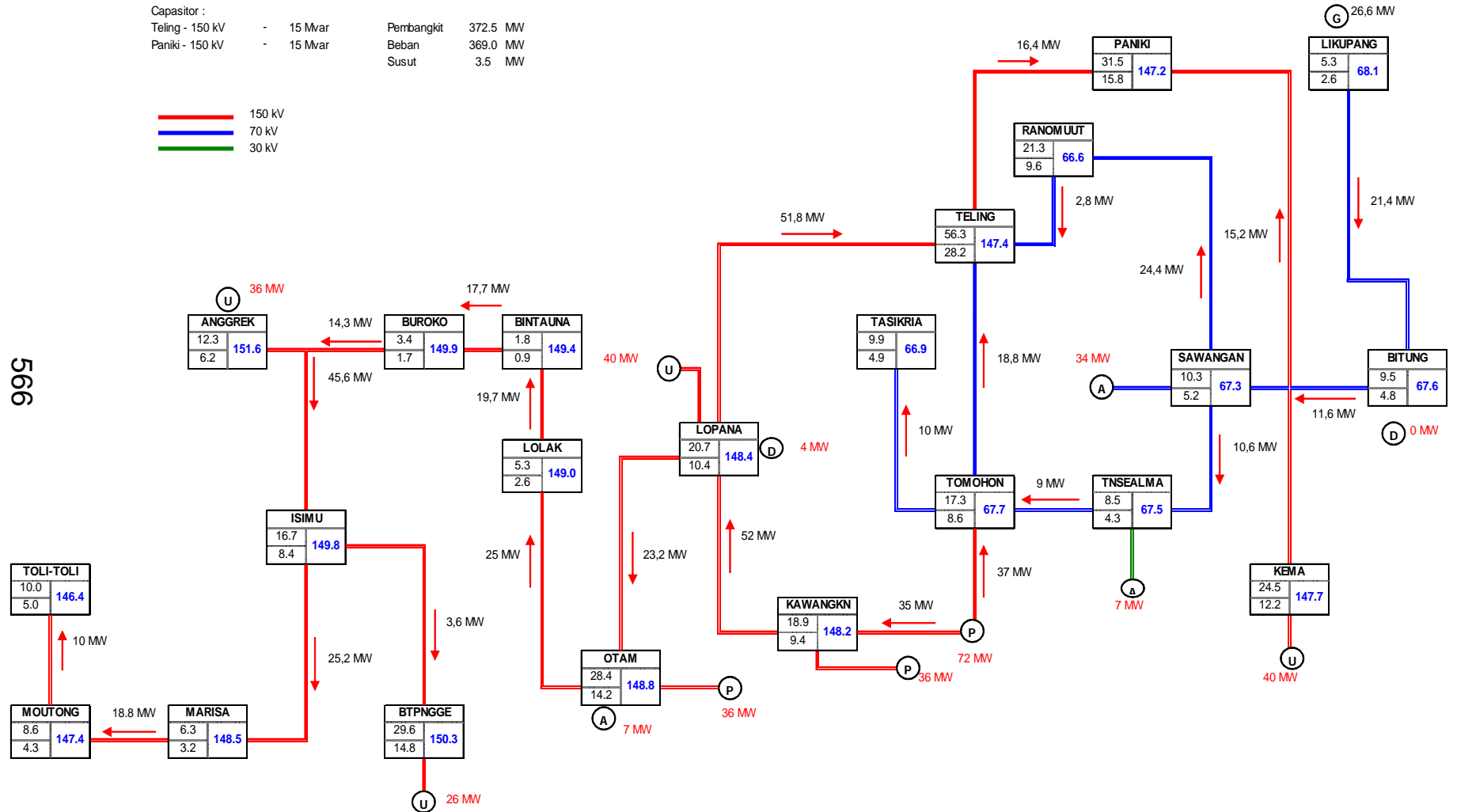
150 kV
70 kV
30 kV



SISTEM INTERKONEKSI MINAHASA - GORONTALO 2015

Capasitor :
Teling - 150 kV - 15 Mvar
Paniki - 150 kV - 15 Mvar
Pembangkit 372.5 MW
Beban 369.0 MW
Susut 3.5 MW

150 kV
70 kV
30 kV

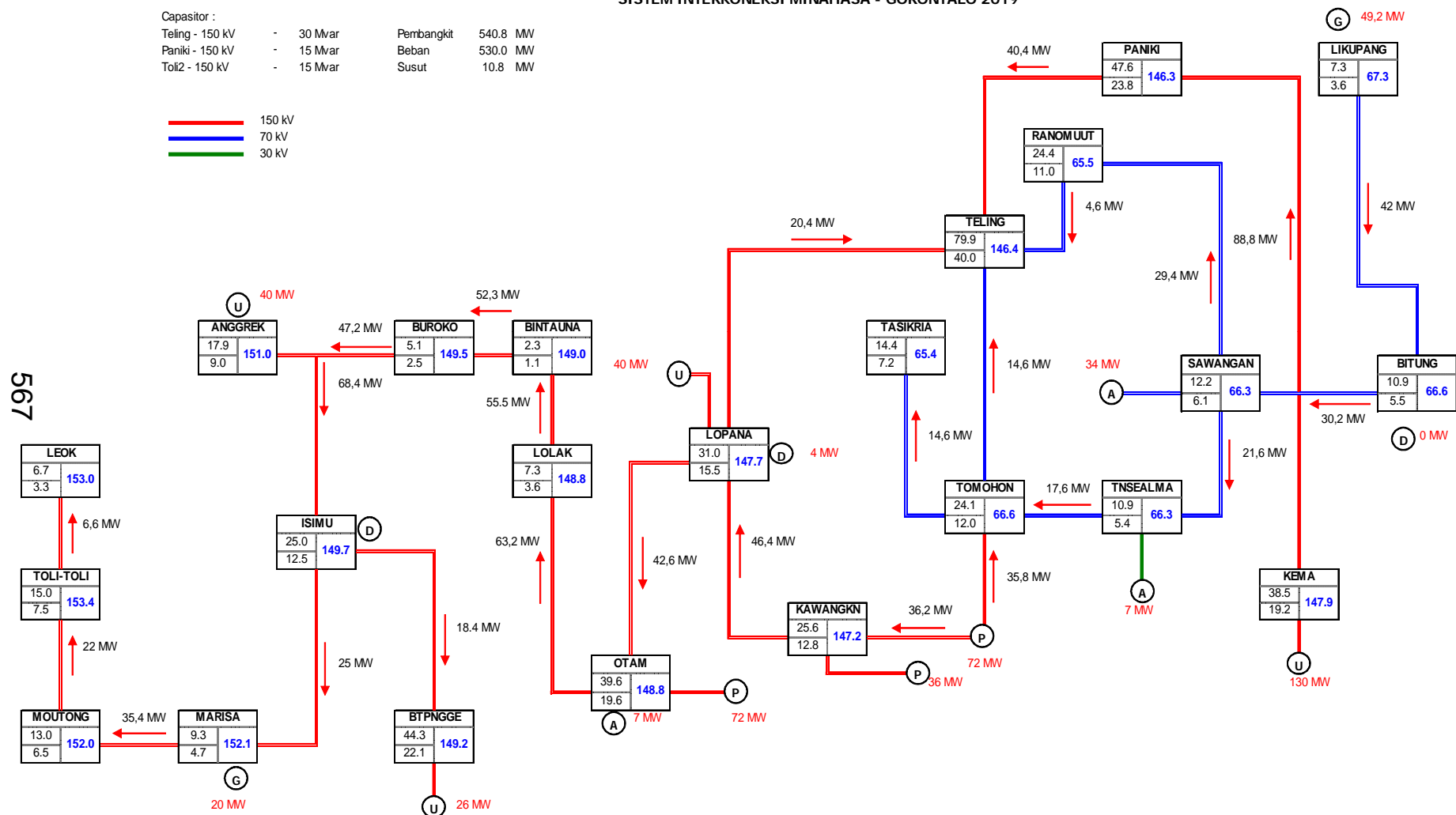


SISTEM INTERKONEKSI MINAHASA - GORONTALO 2019

Capasitor :

Teling - 150 kV	-	30 Mvar	Pembangkit	540.8 MW
Paniki - 150 kV	-	15 Mvar	Beban	530.0 MW
Toli2 - 150 kV	-	15 Mvar	Susut	10.8 MW

— 150 kV
— 70 kV
— 30 kV



LAMPIRAN B2.9

KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

RUPTL 2010-2019
PROYEKSI KEBUTUHAN FISIK DISTRIBUSI
Regional Sulawesi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	1,430.4	1,870.5	170.6	78,052.0
2011	1,337.4	1,748.1	164.4	97,944.6
2012	1,367.7	1,878.6	181.3	113,230.5
2013	1,296.8	1,860.0	187.7	128,350.2
2014	1,216.4	1,812.8	184.1	143,931.5
2015	1,338.0	1,962.1	202.5	157,847.0
2016	1,492.2	2,197.3	227.3	170,055.2
2017	1,637.6	2,422.4	250.6	180,980.9
2018	1,803.9	2,671.0	276.2	192,469.7
2019	1,990.9	2,952.3	305.3	207,683.3
2010-2019	14,911.4	21,375.1	2,149.9	1,470,545

LAMPIRAN B2.10

PROGRAM LISTRIK PERDESAAN SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGGU DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBAR

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Regional Sulawesi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW	
2010	293.6	312.6	9.9	163.0	8	3	12,334.0
2011	1,372.0	1,256.7	45.1	683.8	-	-	51,849.0
2012	1,575.8	1,567.7	37.1	574.9		-	53,933.0
2013	1,622.6	1,642.5	37.3	605.1		-	54,001.0
2014	1,684.6	1,738.3	40.0	655.9		-	67,386.0
Total	6,548.6	6,517.7	169.4	2,682.7	8.0	3.0	239,503

LAMPIRAN B2.11

PROGRAM ENERGI BARU DAN TERBARUKAN SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGGGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELBARBAR

(Program EBT Nasional telah diuraikan pada narasi batang tubuh Bab 4.11, halaman 96. Rincian program EBT Sulawesi sedang dikembangkan lebih lanjut pada saat penulisan RUPTL ini, sehingga belum dapat disajikan dalam Lampiran B2.11 ini)

LAMPIRAN B2.12

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM INTERKONEKSI SULUTTENGO DAN SISTEM INTERKONEKSI SULSELRABAR

Proyeksi Kebutuhan Investasi – Termasuk IPP Sulawesi Utara dan Gorontalo

Juta USD

Tahun	Investasi			Total
	Pembangkit	T/L dan GI	Distribusi	
2010	3,8	14,5	13,6	31,9
2011	178,9	66,0	10,1	254,9
2012	88,0	4,9	10,5	103,3
2013	225,2	83,2	11,3	319,7
2014	128,0	19,1	12,2	159,4
2015	38,4	7,6	13,1	59,1
2016	12,5	6,1	14,9	33,6
2017	25,0	-	16,2	41,2
2018	85,8	1,1	17,7	104,6
2019	85,8	1,9	19,5	107,2
Total	871,4	204,4	139,0	1.214,8

Proyeksi Kebutuhan Investasi – Termasuk IPP Sulawesi Selatan-Barat-Tenggara

(Juta US\$)

Tahun	Investasi			Total
	Pembangkit	T/L dan GI	Distribusi	
2010	85.0	67.0	36.4	188.4
2011	526.5	62.8	39.0	628.3
2012	190.0	32.6	42.0	264.6
2013	165.0	88.6	40.9	294.5
2014	660.0	20.5	38.5	719.0
2015	140.0	87.1	42.6	269.7
2016	285.0	15.2	46.9	347.1
2017	-	39.0	51.6	90.6
2018	50.0	15.8	56.7	122.5
2019	364.5	25.7	62.4	452.6
Total	2,466.0	454.3	457.1	3,377.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

Sistem Interkoneksi Barito

Sistem Barito merupakan sistim interkoneksi melalui jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi : PLTA, PLTU, PLTD MFO/HSD dan PLTG HSD. Sistem Barito merupakan pemasok utama kebutuhan tenaga listrik di Propinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah. Kondisi sistem Barito saat ini mengalami keterbatasan daya, sehingga pada saat beban puncak pelanggan industri, bisnis dan PJU dilepas dari sistem sesuai perjanjian dalam kontrak.

Upaya untuk mengatasi kondisi tersebut, dilakukan sewa pembangkit jangka pendek PLTD MFO total daya 70 MW disamping sewa pembangkit yang telah ada. Selain itu, juga diupayakan penambahan daya dengan melakukan pembelian energi dari excess power. Akibat kondisi kelistrikan yang terbatas ini, maka untuk sementara penambahan pelanggan baru dilaksanakan dengan cara selektif sampai menunggu PLTU Asam-asam 2x65 MW beroperasi tahun 2011, serta pembangkit non BBM skala besar yang berikutnya masuk sistem.

Sistem Isolated Pagatan

Di Kalimantan Selatan masih banyak sistem kecil isolated tersebar, namun beberapa diantaranya relatif besar antara lain :

- Sistem Pagatan/Batulicin, merupakan sistim yang terhubung melalui jaringan TM 20 kV, melayani kebutuhan pelanggan di Kabupaten Tanah Bumbu dan sebagian Kabupaten Pulau Laut. Kondisi kelistrikan di sistim Pagatan ini juga mengalami keterbatasan daya dan untuk memenuhi kebutuhan yang ada, dilakukan sewa PLTD HSD dan MFO serta membeli excess Power. Kedepan sistem Pagatan akan diinterkoneksi dengan sistem Barito melalui transmisi 150 kV.
- Sistem Kotabaru juga merupakan sistim isolated yang terhubung melalui jaringan 20 kV, melayani kebutuhan pelanggan di Kabupaten Pulau Laut. Sistem Kotabaru terletak di kepulauan yang terpisah dari daratan Pulau Kalimantan. Adapun pembangkit yang dioperasikan seluruhnya merupakan pembangkit berbahan bakar HSD yaitu PLTD.
- Unit Listrik Desa (ULD) merupakan sistim ketenagalistrikan yang tersebar didaerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat

desa setempat dan bebannya masih rendah. Total jumlah lokasi ULD sebanyak 21 unit dengan daya terpasang sebesar 8,38 MVA

Kondisi kelistrikan di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada Tabel B.3-1.

Tabel B.3-1 Kondisi Kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan

Sistem	Kabupaten	Daya Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak [MW]	Keterangan
1. Sistem Barito	Kota Banjarmasin	298.81	239.80	213.70	Beban Industri, Bisnis, PJU dan Pelanggan Baru Daya > 41.5 kVA dilepas Sesuai dengan Kontrak dengan Total Beban : 51.4 MW
	Kota Banjarbaru				
	Kab Banjar				
	Kab Tapin				
	Kab HSS				
	Kab HST				
	Kab HSU				
	Kab Tabalong				
	Kab Balangan				
	Kab Barito Kuala				
	Kab Tanah Laut				
2. Sistem Batulicin	Kab Tanah Bumbu	17.80	13.21	10.54	Isolated
3. Sistem Kotabaru	Kab Kotabaru	12.20	6.73	6.53	Isolated
4. ULD - ULD (21 Lokasi Tersebar)	Tersebar	8.38	5.87	5.29	Isolated
TOTAL		337.20	265.61	236.05	

B3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 5,94% pertahun
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,43% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 7,46% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi mencapai 100% pada tahun 2018
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,48

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kalimantan Selatan 2010-2019

Berdasarkan realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya termasuk adanya daftar tunggu yang cukup besar dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 seperti diperlihatkan pada Tabel B.3-2.

Tabel B.3-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	1.348	1.616	284	694.805
2011	1.474	1.759	306	741.828
2012	1.613	1.914	331	785.856
2013	1.767	2.095	359	829.446
2014	1.935	2.293	389	875.249
2015	2.120	2.511	422	923.593
2016	2.318	2.744	458	978.792
2017	2.530	2.993	495	1.037.308
2018	2.757	3.260	535	1.099.343
2019	3.007	3.553	578	1.165.107
Growth	9,3%	9,1%	8,2%	5,9%

B3.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Kalimantan Selatan dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Propinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber daya energi yang banyak dan beragam meliputi batubara dan air. Potensi energi yang potensial untuk dikembangkan di Kalimantan Selatan khususnya bagi desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PT. PLN (Persero) adalah : Batubara, PLTA.

Batubara

Propinsi Kalimantan Selatan memiliki potensi sumber batubara yang sangat besar dengan berbagai tingkat kalori, sebagaimana dapat dilihat pada Table B.3-3. Deposit batu bara di Kalsel diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara itu produksi rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Sampai saat ini sumber batubara telah di pakai sebagai bahan baku di berbagai PLTU di Indonesia termasuk di PLTU Asam-asam.

Tabel B.3-3. Potensi Batubara Kalimantan Selatan

No.	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)
			Tereka	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100	370,87	0,00	600,99	971,86	536,33
2	Kalori Sedang	5100 - 6100	4.793,13	301,36	2.526,46	7.620,95	1.287,01
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	336,19	33,12	109,64	478,95	44,36
4	Kalori Sangat Tinggi	> 7100	17,62	0,00	12,00	29,62	0,14
			5.517,81	334,48	3.249,09	9.101,38	1.867,84

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, 2006

Sumber Daya Air

Kalimantan Selatan merupakan daerah yang kaya dengan sumber daya air karena banyak dialiri sungai besar, antara lain sungai : Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, Balangan, Batang Alai, Amandit, Tapin; Kintap, Batulicin, Sampanahan. Umumnya sungai-sungai tersebut berpangkal pada Pegunungan Meratus dan bermuara di Laut Jawa dan Selat Makasar. Keberadaan sungai-sungai yang ada tidak berpotensi besar untuk dijadikan sebagai pembangkit listrik disebabkan alirannya landai sehingga head yang diperoleh relatif kecil. Secara rinci potensi tenaga air dapat dilihat pada Tabel B.3-4.

Tabel B.3-4. Potensi energi air di Kalimantan Selatan

NO	NAMA BENDUNGAN	KABUPATEN	KAPASITAS
1	PLTA KUSAN	TANAH BUMBU	65 MW
2	PLTMH RIAM KIWA	BANJAR	10 MW
3	PLTMH MUARA KENDIHIN	HULU SUNGAI SELATAN	0,6 MW
4	PLTMH SAMPANAHAN	HULU SUNGAI SELATAN	4,1 MW
5	PLTMH GENDANG TIMBURU	KOTABARU	0,6 MW
6	PLTMH HALUNG	BALANGAN	1,6 MW
7	PLTMH PITAP 1	HULU SUNGAI UTARA	4,9 MW
8	PLTMH PITAP 2	HULU SUNGAI UTARA	4,0 MW
9	PLTMH BATANGALAI	HULU SUNGAI UTARA	4,1 MW
10	PLTMH AYU	TABALONG	4,7 MW
TOTAL			99,6 MW

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Propinsi Kalimantan Selatan

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai periode 2010-2019 diperlukan tambahan 6 pembangkit listrik berkapasitas 467 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU batubara, PLTA, PLTD dan PLTG *peaking*. Tabel B.3-5 menampilkan perincian pengembangan pembangkit dimaksud.

Tabel B.3-5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalsel

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Asam Asam (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 65	2011	On Going
2	Kotabaru (FTP2)	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
3	Kotabaru	PLN	PLTD	2 x 4	2013/16	Rencana
4	Kusan	PLN	PLTA	1 x 65	2015	Rencana
5	Kalsel Baru	PLN	PLTG	1 x 50	2019	Rencana
6	Kalsel - 1 (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 100	2013/14	Rencana
Total Kapasitas				467		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kondisi beban di sistem interkoneksi Kalimantan Selatan relatif besar dan akan menjangkau beban yang secara geografis semakin jauh, sehingga pengembangan sistem dilakukan menggunakan tegangan 150 kV dan diinterkoneksi dengan sistem 70 kV. Selama periode 2010-2019, diperlukan pengembangan saluran transmisi 150 kV sepanjang 1.341 km sirkit dengan kebutuhan dana sekitar USD 100,3 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.3-6

Tabel B.3-6. Rencana pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Barikin	Tanjung	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	116	8,85	2010
2	Barikin	Amuntai	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	66	3,66	2010
3	Seberang Barito	Kayutagi	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm2	42	2,33	2010
4	PLTU Asam-asam (FTP1)	Mantuil	150 kV	2cct, ACSR 2x330 mm2	220	19,91	2011
5	Asam-asam	Batu licin	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	248	18,93	2011
6	Tanjung	Perbatasan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	284	21,68	2012
7	Rantau (Barikin)	Incomer 2 phi	150 kV	4cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	0,15	2012
8	PLTU Kalsel (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	12	0,92	2012
9	Reondaktor Cempaka	Barikin	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm2	212,5	16,22	2014
10	PLTA Kusan	Simpang 4	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm3	138	7,65	2017
Jumlah					1.341	100,29	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI ini termasuk untuk menjangkau beban yang akan dilalui oleh sistem interkoneksi ke sistem Kalimantan Timur. Sampai dengan tahun 2019, total GI yang akan dibangun termasuk perluasan akan mencapai 19 buah dengan total kapasitas 720 MVA meliputi GI distribusi 150/20 kV, 70/20 kV dan IBT 150/70 kV. Rincian pembangunan GI dan trafo dapat dilihat pada Tabel B.3-7.

Tabel B.3-7. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru / Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Tanjung	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
2	Amuntai	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
3	Kayu Tangi	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
4	Tanjung	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
5	Amuntai	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
6	Kayu Tangi	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2010
7	Batu licin	150/20 kV	GI Baru	30	2,62	2011
8	Amuntai	150/20 kV	Extension	30	1,39	2013
9	Banjarmasin	70/20 kV	Extension	30	1,26	2015
10	Trisakti IBT	150/70 kV	Extension	60	2,10	2015
11	Barikin	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
12	Kayutangi	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
13	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2,10	2017
14	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2,10	2017
15	Tanjung	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
16	Asam asam	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
17	Rantau	150/20 kV	Extension	30	1,39	2018
18	Pelaihari	150/20 kV	Extension	30	1,39	2018
19	Mantuil	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
Jumlah				720	66,6	

Pengembangan Distribusi.

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan distribusi, termasuk listrik pedesaan, total sebesar 7.479 kms JTM dan 6.44 kms JTR dan 360 MVA trafo distribusi dengan rincian pertahun ditunjukkan dalam Tabel B.3-8. Proyeksi tersebut diasumsikan untuk menambah 58.000 pelanggan per tahun selama 10 tahun.

Tabel B.3-8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	403,0	353,0	19,9	33.585
2011	725,1	630,2	35,0	57.979
2012	693,5	602,3	33,4	54.771
2013	562,1	492,1	27,8	45.418
2014	601,9	527,0	29,7	48.143
2015	644,6	564,2	31,8	51.032
2016	740,8	648,3	36,5	58.601
2017	797,1	697,3	39,3	62.410
2018	899,5	775,8	42,4	66.467
2019	1.051,4	889,4	46,5	70.787
2010-2019	7.118,9	6.179,6	342,4	549.193

B3.4 Sistem Kelistrikan Isolated

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas, mempunyai banyak kelompok penduduk yang relatif tersebar jauh terisolasi. Sistem kelistrikannya menggunakan PLTD sebagai sumber listrik dan dikelola oleh Unit Listrik Desa (ULD). Untuk memenuhi demand yang ada sekaligus sebagai upaya meningkatkan ratio elektrifikasi di Kalimantan Selatan, beberapa sistem isolated diupayakan secara bertahap masuk sistem interkoneksi Barito dan sebagian lainnya dibangun PLTU batubara skala kecil. Sedangkan di beberapa sistem isolated lainnya akan dikembangkan PLTMH dengan memanfaatkan potensi energi air setempat.

B3.5 Rangkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Kalimantan Selatan seperti tersebut dalam Tabel B.3-9

Tabel B.3-9. Rangkuman

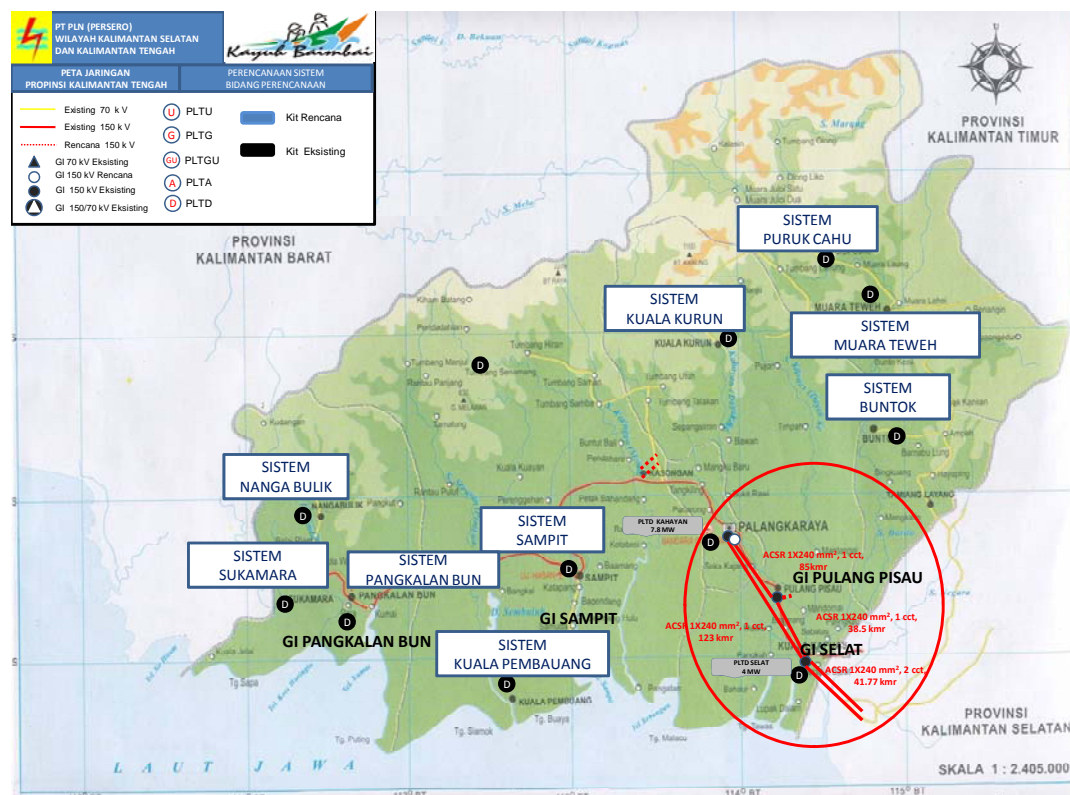
Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			
	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI (MVA)	Transmisi kms	Juta US\$
2010	1.348	1.616	284		180	224	67,1
2011	1.474	1.759	306	130	30	468	233,9
2012	1.613	1.914	331	14	-	298	91,2
2013	1.767	2.095	359	104	30		175,1
2014	1.935	2.293	389	100		213	187,1
2015	2.120	2.511	422	65	90		136,4
2016	2.318	2.744	458	4	60		43,7
2017	2.530	2.993	495		210	138	58,0
2018	2.757	3.260	535		60		48,1
2019	3.007	3.553	578	50	60		83,8
Jumlah				467	720	1.341	1.124

LAMPIRAN B.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

B4.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Tengah khususnya ibukota Provinsi dipasok dari sistem interkoneksi Barito melalui transmisi 150 kV dari Kalimantan Selatan ke GI Palangkaraya. Sedangkan untuk daerah lainnya masih merupakan sistem isolated tersebar, dengan kondisi daya mampu pembangkitan rata-rata masih terbatas. Total beban puncak se Kalimantan Tengah pada tahun 2009 mencapai 117 MW dengan daya mampu 108,5 MW yang berarti mengalami defisit terutama di sistem Barito. Akibatnya, pemadaman bergilir tidak dapat dihindari dan PLN setempat mengalami kesulitan melayani penyambungan pelanggan baru maupun penambahan daya sebelum ada penambahan kapasitas pembangkit baru.



Gambar – 1 Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Selain itu, semenjak UU No.5 tahun 2002 terbit, Provinsi Kalimantan Tengah yang semula terdiri 5 Kabupaten dan 1 kota, berubah menjadi 13 Kabupaten dan 1 Kota. Pemekaran Kabupaten ini memunculkan tuntutan ketersediaan listrik yang memadai terutama di ibukota Kabupaten baru, dari yang selama ini beroperasi 12 jam selanjutnya diminta bisa melayani 24 jam untuk menggerakkan roda pemerintahan dan perekonomian di daerah setempat. Dalam rangka mengatasi kondisi tersebut diatas, maka sistem Barito telah dinyatakan sebagai daerah krisis listrik sesuai PerMen ESDM No : 89-12/20/600.1/2010.

Rincian data pembangkit dan beban puncak di Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Tabel B.4-1.

Tabel B.4-1 Kondisi Kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah tahun 2009

Sistem	Kalimantan Tengah	Daya Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak [MW]	Keterangan
1. Sistem Barito	Kota Palangka Raya	16.30	12.40	36.50	Beban Industri, Bisnis, PJJ dan Pelanggan Baru Daya > 41.5 kVA dilepas dengan Total Beban : 17,13 MW Sesuai dengan Kontrak Aliran daya dari Kalsel
	Kab Kapuas				
	Kab Pulang Pisau				
	Kab Katingan/Kasongan				
	Kab Barito Timur / Tamiyang Layang				
2. Sistem Sampit	Kab Kotawaringin Timur	38.08	18.70	18.00	Isolated
	(Sampit)				
3. Sistem Pangkalan Bun	Kab Kotawaringin Barat	23.65	15.95	14.76	Isolated
4. Sistem Buntok	Kab Barito Selatan	8.38	4.35	3.71	Isolated
5. Sistem Muara Teweh	Kab Barito Utara	10.47	3.55	3.30	Isolated
6. Sistem Kuala Pambuang	Kab Seruyan	3.32	2.47	1.98	Isolated
7. Sistem Nanga Bulik	Kab Lamandau	1.89	1.12	1.09	Isolated
8. Sistem Kuala Kurun	Kab Gunung Mas	3.14	0.80	0.65	Isolated
9. Sistem Puruk Cahu	Kab Murung Raya	3.87	1.56	1.45	Isolated
10. Sistem Sukamara	Kab Sukamara	1.78	1.28	1.05	Isolated
11. UL D (62 Lokasi tersebar)	Kab Sukamara	26.57	20.54	12.33	Isolated
TOTAL		175.83	108.52	117.16	

B4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Adanya permasalahan sebagaimana diuraikan diatas dan mengingat rasio elektrifikasi di Kalimantan Tengah masih sekitar 37%, maka kebutuhan listrik dimasa mendatang masih sangat tinggi.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 8,46% per tahun
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 2,4% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 7.46% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi pada tahun 2019 diperkirakan mencapai 87,9 %
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,54

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kalimantan Tengah 2010-2019

Memperhatikan realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya termasuk dengan memperhitungkan daftar tunggu yang cukup besar dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Kalimantan Tengah periode 2010–2019 seperti pada Tabel B.4-2.

Tabel B.4-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov Kalimantan Tengah

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	538	610	113	285.845
2011	589	664	123	326.636
2012	644	722	133	365.629
2013	703	788	144	392.658
2014	769	860	157	421.889
2015	840	937	170	453.277
2016	915	1.018	184	489.686
2017	994	1.103	198	529.003
2018	1.078	1.193	213	571.463
2019	1.169	1.291	229	617.319
Growth	9,0%	8,7%	8,2%	8,9%

B4.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Propinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah yang memiliki sumber daya energi yang besar dan beragam. Potensi energi yang potensial untuk dikembangkan di Kalimantan Tengah adalah batubara.

Selain itu, khusus untuk desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PLN, selain batubara juga bisa dikembangkan Mikrohidro dan Biomasa.

Batubara

Propinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi Batubara yang melimpah dan kabupaten Barito Utara merupakan kabupaten yang paling banyak memiliki cadangan batubara. Survey penyelidikan batubara di Kalimantan Tengah telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi baik pemerintah maupun perusahaan asing, salah satunya PT. BHP-Biliton yang telah memprediksikan bahwa terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori >7.000 berkualitas baik (> 8.000 kal/gr) juga ditemukan di Kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Didaerah ini batubara banyak ditemukan di Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Potensi Batubara di Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Table B.4-3

Tabel B.4-3. Potensi Batubara Kalimantan Tengah dengan Tingkatan Kalori

No.	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100	0,00	483,92	0,00	0,00	483,92	0,00
2	Kalori Sedang	5100- 6100	0,00	296,75	5,08	44,36	354,80	4,05
3	Kalori Tinggi	6100- 7100	114,11	262,72	0,00	72,64	449,47	0,00
4	Kalori Sangat Tinggi	> 7100	0,00	247,62	0,00	77,02	324,64	44,54
			114,11	1.291,01	5,08	194,02	1.612,83	48,59

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, 2006

Sumber Daya Air

Kalimantan Tengah memiliki banyak sungai yang terbentang dari utara ke selatan seperti sungai Barito dengan panjang sekitar 900 km dan lebar sekitar 50 meter. Sungai ini melintasi beberapa Kabupaten/Kota yaitu Kapuas, Barito Utara, Barito Selatan, dan Murung Raya. Sungai– sungai yang ada belum banyak dimanfaatkan sebagai PLTA/M, karena head aliran airnya rendah. Untuk memanfaatkan potensi air yang ada perlu dibangun bendungan.

Secara rinci potensi tenaga air dapat dilihat pada Tabel B.4-4

Tabel B.4-4. Potensi energi air di Kalimantan Tengah

NO	NAMA BENDUNGAN	KABUPATEN	KAPASITAS
1	PLTA RIAM JERAWI	KATINGAN	2 X36 MW
2	PLTMH SANAMAN MANTIKEL	KATINGAN	3.2 MW
3	PLTMH MARIKIT	KATINGAN	0.6 MW
4	PLTA MUARA TEWEH	BARITO UTARA	34 MW
5	PLTA MUARA LAHEI	BARITO UTARA	32,3 MW
6	PLTMH GUNUNG PUREI	BARITO UTARA	0.6 MW
7	PLTA TUHUP	MURUNG RAYA	10,3 MW
8	PLTA MUARA JULOI	MURUNG RAYA	284 MW
9	PLTMH SUMBER BARITO	MURUNG RAYA	1.2 MW
10	PLTMH TANAH SIANG	MURUNG RAYA	3 MW
11	PLTMH PERMATA INTAN	MURUNG RAYA	2 MW
12	PLTMH MENTAYA HULU	KOTAWARINGIN TIMUR	5 MW
13	PLTMH SERUYAN HULU	SERUYAN	1.5 MW
14	PLTMH ARUT UTARA	KOTAWARINGIN BARAT	2 MW
15	PLTMH DELANG	LAMANDAU	10 MW
16	PLTMH BULIK	LAMANDAU	4 MW
17	PLTMH BAYAT	LAMANDAU	3 MW
18	PLTMH BALAI RIAM	SUKAMARA	2.3 MW
19	PLTMH KAPUAS HULU	KAPUAS	3.1 MW
20	PLTMH DEMANG BATU	GUNUNG MAS	4 MW
21	PLTMH RUNGAN HULU	GUNUNG MAS	2.2 MW
22	PLTMH MANUHING	GUNUNG MAS	4 MW
TOTAL			484.3 MW

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Propinsi Kalimantan Tengah

Gas Alam

Potensi gas bumi di Kalimantan Tengah terdapat di Muara Teweh daerah Bangkanai dan berdasarkan hasil penelitian awal daerah ini memiliki cadangan gas sebesar 30 MMSCF. Kalau dimanfaatkan untuk PLTGU akan bisa membangkitkan daya sebesar 127,5 MW.

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan beban termasuk daftar tunggu sampai dengan tahun 2019 dengan mutu dan keandalan yang baik, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 632 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara dan PLTGU sebagai pembangkit *medium*. Tabel B.4-5. berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit.

Tabel B.4-5. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Kuala Pembuang	PLN	PLTD	1 x 1	2010	Rencana
2	Puruk Cahu	PLN	PLTD	1 x 1	2011	Rencana
3	Buntok	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
4	Kuala Pambuang	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
5	Kuala Kurun	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
6	Pulang Pisau (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 60	2012/13	On Going
7	Sampit (FTP2)	PLN	PLTU	2 x 25	2013	Rencana
8	Pulang Pisau (Ekspansi)	PLN	PLTU	1 x 100	2015	Rencana
9	Bangkanai (FTP2)	Swasta	PLTGU	1 x 120	2014	Rencana
10	Pangkalan Bun	Swasta	PLTU	2 x 7	2010	On Going
11	Kalteng - 1	Swasta	PLTU	2 x 100	2016	Rencana
Total Kapasitas				632		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

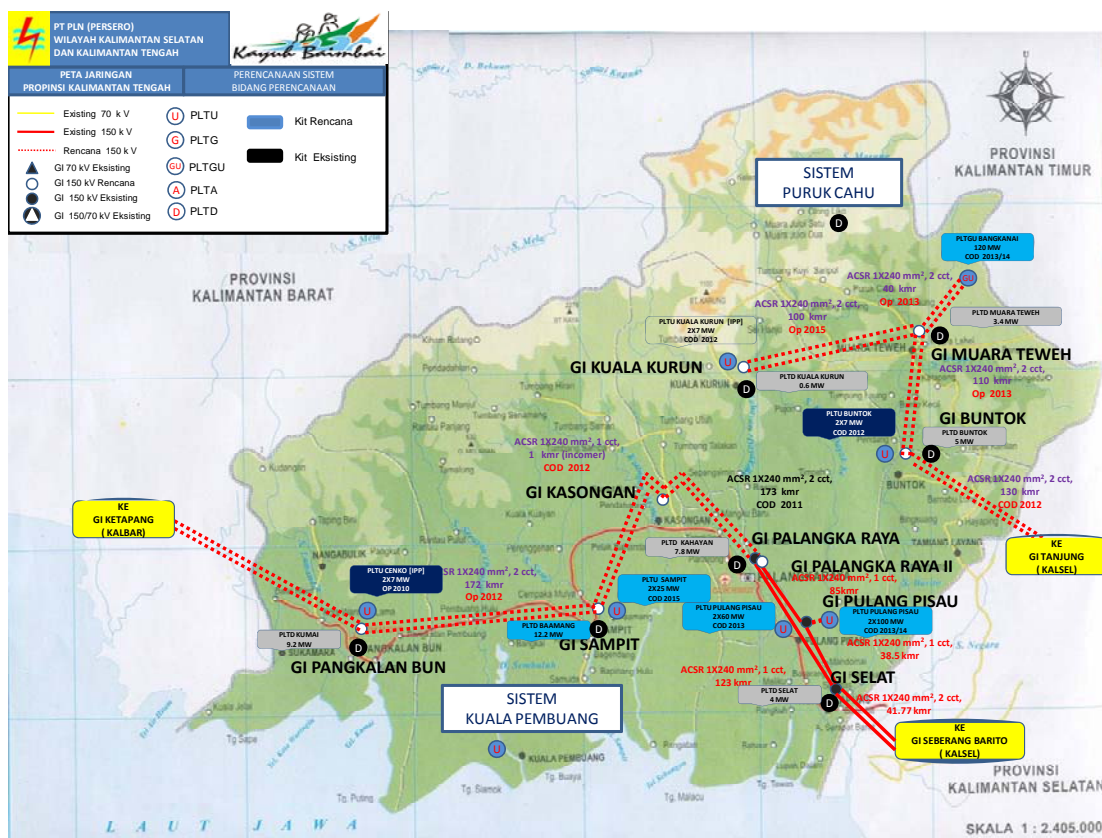
Pengembangan Transmisi

Seiring dengan pembangunan pembangkit PLTU batubara dan PLTGU, perlu dibangun transmisi 150 kV untuk menyalurkan energy listrik dari pembangkit tersebut ke pusat beban. Selama periode 2010-2019, transmisi 150 kV yang akan dibangun mencapai 1.498 km sirkit dengan kebutuhan dana sekitar USD 94,7 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.4-6.

Tabel B.4-6. Rencana pembangunan transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Palangkaraya	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1x240 mm ²	346	19,17	2011
2	Kasongan (Sampit - P raya)	Incomer phi	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	2	0,11	2012
3	Tanjung	Buntok	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	260	19,85	2012
4	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	344	19,06	2012
5	PLTGU Bangkanai (FTP 2)	Muara Teweh	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	80	6,11	2013
6	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	220	16,79	2013
7	PLTU P.Pisau (Perpres)	Incomer 2 phi	150 kV	4cct, ACSR 1 x 240 mm ²	4	0,22	2013
8	Palangkaraya [New]	Incomer phi	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	2	0,11	2014
9	Muara Teweh	Kuala Kurun	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	200	11,08	2015
10	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	40	2,22	2015
Jumlah					1498	94,71	

Rencana pengembangan sistem transmisi di Propinsi Kalimantan Tengah sesuai gambar 2.



Gambar 2. Rencana Pengembangan Sistem Transmisi Kalimantan Tengah

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sistem kelistrikan di Kalimantan Tengah selain sistem Barito, terdapat banyak sistem relatif kecil dan berlokasi saling berjauhan serta terisolasi, menggunakan pembangkit jenis PLTD HSD. Pengembangan gardu induk ini dimaksudkan untuk mendukung interkoneksi sistem isolated tersebut dengan sistem Barito melalui transmisi 150 kV, dengan maksud selain untuk meningkatkan keandalan pasokan juga dalam rangka menurunkan biaya pokok produksi (BPP). Selama periode 2010-2019 gardu induk yang akan dibangun berada tersebar di 9 lokasi dengan daya 270 MVA, seperti pada Tabel B.4-7.

Tabel B.4-7. Rencana pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru / Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Selat	150/20 kV	Extension	30	1,39	2010
2	Sampit	150/20 kV	GI baru	30	2,62	2011
3	Pangkalan Bun	150/20 kV	GI baru	30	2,62	2012
4	Buntok	150/20 kV	GI baru	30	2,62	2012
5	Muara Teweh	150/20 kV	GI baru	30	2,62	2013
7	Palangkaraya	150/20 kV	GI baru	60	3,34	2014
8	Sampit	150/20 kV	Extension	30	1,39	2015
9	Kuala Kurun	150/20 kV	GI baru	30	2,62	2015
Jumlah				270	25,38	

Pengembangan Distribusi.

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan distribusi, termasuk listrik perdesaan, seperti ditunjukkan dalam Tabel B.4-8. Proyeksi tersebut diasumsikan untuk menambah 21.300 pelanggan per tahun selama 10 tahun.

Tabel B.4-8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	161,0	138,5	7,8	13.036
2011	289,7	247,3	13,7	22.504
2012	277,1	236,3	13,1	21.259
2013	224,6	193,1	10,9	17.629
2014	240,5	206,8	11,7	18.686
2015	257,6	221,4	12,5	19.808
2016	296,0	254,3	14,3	22.746
2017	318,5	273,6	15,4	24.224
2018	359,4	304,4	16,6	25.799
2019	420,1	349,0	18,2	27.476
2010-2019	2.844,5	2.424,6	134,3	213.166

B4.4 Sistem Kelistrikan Barito, Isolated dan Kuala Pambuang

Sistem Barito

Permasalahan pemadaman di sistem Barito yang sudah berlanjut sejak tahun 2000 an hingga kini belum terselesaikan akibat pembangunan PLTU batubara yang sudah diprogramkan terlambat penyelesaiannya dan bahkan sebagian masih dalam proses tender. Implementasi program yang sudah direncanakan perlu penanganan lebih serius dan termasuk program penyelesaian jangka pendek dengan sewa mesin.

Sistem Isolated.

Potensi energy primer di Kalteng cukup besar, mampu untuk memenuhi demand setempat terutama untuk daerah remote dengan kapastas relative kecil, menggantikan penggunaan BBM. Dalam lima tahun kedepan akan diprogramkan energy baru terbarukan untuk menggantikan atau mengurangi penggunaan BBM.

Sistem Kelistrikan Kuala Pambuang

Pada awalnya sistem kelistrikan di kota ini beroperasi 12 jam sehari, namun sejak menjadi ibukota Kabupaten Seruyan sistem kelistrikannya dioperasikan 24 jam. Untuk memenuhi kebutuhan listrik yang terus meningkat sekaligus sebagai upaya untuk menaikkan rasio elektrifikasi dari hanya 17%, PLN mendapatkan bantuan mesin sewa dari Pemkab Seruyan. Pengembangan sistim kelistrikan dalam jangka panjang akan dibangun PLTU batubara skala kecil untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kuala Pambuang dan Desa – desa di sekitarnya.

B4.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sebagaimana diperlihatkan dalam Tabel B.4-9.

Tabel B.4-9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			
	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI (MVA)	Transmisi kms	Juta US\$
2010	538	610	113	15	30		39,9
2011	589	664	123	1	30	346	38,6
2012	644	722	133	26	60	606	143,5
2013	703	788	144	170	30	304	306,4
2014	769	860	157	120	60	2	136,9
2015	840	937	170	100	60	240	171,6
2016	915	1.018	184	200			295,0
2017	994	1.103	198				16,1
2018	1.078	1.193	213				17,9
2019	1.169	1.291	229				20,5
Jumlah				632	270	1.498	1.186

LAMPIRAN B.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

B5.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur saat ini dipasok dari sistem interkoneksi tegangan tinggi 150 kV yang disebut sistem Mahakam, melayani kota Samarinda, Balikpapan dan Tenggarong. Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTD, PLTGU dan PLTG dengan daya terpasang 321 MW, daya mampu 230 MW dan beban puncak 244 MW. Dari neraca daya terlihat masih mengalami defisit daya, sehingga pada waktu tertentu saat beban puncak terjadi pemadaman bergilir. Berkenaan dengan kondisi tersebut diatas, maka PLN setempat dalam beberapa tahun terakhir tidak dapat melayani penyambungan pelanggan baru sampai ada tambahan pembangkit baru, dan saat ini terjadi daftar tunggu yang cukup besar.



Gambar-1. Peta wilayah usaha kelistrikan

Pada beberapa wilayah Kabupaten lain yaitu Kabupaten Berau, Nunukan, Bulungan, Kabupaten Malinau, Sangatta, Kota Bontang, Melak, Kotabangun, Petung, dan Tanah Grogot sistem kelistrikannya dilayani melalui sistem 20 kV dan dipasok dari PLTD HSD. Kemampuan daya di sistem kelistrikan ini juga

mengalami keterbatasan, akibat dalam beberapa tahun terakhir hampir tidak ada penambahan pembangkit baru, sedangkan beban yang ada tumbuh terus. Akibatnya pada waktu-waktu tertentu terjadi pemadaman bergilir, utamanya bila ada salah satu pembangkit yang mengalami gangguan.

Untuk di beberapa daerah lain yang berpenduduk relatif kecil, sistem kelistrikannya dilayani dari jaringan tegangan rendah 220 Volt yang tersambung langsung dari PLTD setempat. Kondisi sistem kelistrikan di Kalimantan Timur secara keseluruhan masih didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar fosil, sehingga biaya pokok produksi (BPP) masih relatif tinggi.

Peta wilayah usaha kelistrikan PLN Wilayah Kalimantan Timur ditunjukkan dalam Gambar-1.

Kapasitas terpasang tahun 2009 sebesar 495 MW, sedangkan daya mampu 401 MW. Beban puncak tahun 2009 di Kalimantan Timur sebesar 340 MW. Sedangkan untuk sistem Mahakam, daya mampu pada tahun 2009 sebesar 290 MW dan beban puncak mencapai 234 MW sesuai Tabel B.5-1

Tabel B.5-1. Kondisi Kelistrikan per Sistem

SISTEM	DAYA MAMPU	BEBAN PUNCAK	DAERAH PELAYANAN
Mahakam	290 MW	234 MW	Samarinda, Balikpapan, Tenggarong, Samboja dan Muara Jawa
Petung	7,5 MW	6,9 MW	Penajam, dan Petung
Tanah Grogot	7,9 MW	7,1 MW	Tanah Grogot dan Kuaro
Kotabangun	2,4 MW	1,8 MW	Kotabangun
Melak	6,8 MW	5,6 MW	Melak
Bontang	17,7 MW	15,5 MW	Bontang
Sangatta	11,4 MW	10,8 MW	Sangatta
Berau	11,1 MW	10,5 MW	Tanjung Redeb
Bulungan	6,0 MW	5,4 MW	Tanjung Selor
Nunukan	6,1 MW	4,7 MW	Nunukan
Malinau	4,4 MW	3,3 MW	Malinau

Rasio elektrifikasi Kalimantan Timur tahun 2009 baru mencapai 53,2 %, tidak termasuk masyarakat yang dilistriki secara swadaya, oleh perusahaan dan pengguna PLTS (Pembangkit Listrik Tenaga Surya).

B5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Timur.

Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik Wilayah Kalimantan Timur selama 5 tahun terakhir mencapai rata-rata 5,8% per tahun, tertinggi pada sektor bisnis tumbuh rata-rata 9,8 % per tahun, sedangkan terendah pada sektor industri tumbuh negatif rata-rata -9,6 % per tahun. Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim selama 2003–2007 relatif rendah hanya rata-rata 2,2% per tahun, sedangkan untuk pertumbuhan ekonomi non migas cukup tinggi sebesar 9,4%.

Adanya daftar tunggu yang relatif besar, membuat demand yang akan datang diperkirakan akan naik relatif tinggi setelah pembangkit-pembangkit baru masuk sistem.

a) Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan 6,0 – 6,5 %.
- Pertumbuhan penduduk mengacu Bappenas diproyeksikan 1,88 % pertahun
- Susut jaringan ditargetkan turun menjadi 7,7% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi mencapai 93,5% pada tahun 2019
- Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,86

b) Proyeksi Kebutuhan Listrik Kalimantan Timur 2010-2019

Mengacu pada realisasi pengusahaan selama lima tahun sebelumnya termasuk mempertimbangkan daftar tunggu yang cukup besar, dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, diperoleh proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 sesuai Tabel B.5-2. Daftar tunggu Kalimantan Timur direncanakan dapat dilayani mulai tahun 2011 setelah pembangkit baru mulai masuk sistem.

Tabel B.5-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	1.905	2.115	361	466.888
2011	2.112	2.334	400	506.280
2012	2.403	2.649	451	550.145
2013	2.735	3.015	510	598.100
2014	3.020	3.330	565	648.873
2015	3.333	3.676	625	704.290
2016	3.692	4.072	694	764.441
2017	4.088	4.509	770	830.359
2018	4.518	4.985	852	900.491
2019	4.992	5.508	942	977.304
Growth	11,3%	11,2%	11,3%	8,6%

B5.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Kalimantan Timur dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan tenaga listrik dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

a) Potensi Energi Primer

Sumber energi primer di Kalimantan Timur tersedia melimpah. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi :

- Cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan produksi per tahun sebesar 120 juta ton,
- Cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF dengan produksi sebesar 2 TSCF per tahun.
- Cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB per tahun.
- Potensi gas metan batubara sebesar 108 TSCF.
- Selain rencana pengembangan pembangkit di atas, di Kalimantan Timur masih ada potensi PLTA sebesar 1.500 MW di Kayan, Tanjung Selor sekitar 300 km dari Sangatta, dan PLTA sebesar 205 MW di Tabang, Kutai Kartanegara sekitar 214 km dari Tenggarong.

b) Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.217 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.5-3 berikut.

Tabel B.5-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Kaltim Peaking (FTP2)	PLN	PLTG	2 x 50	2012	Rencana
2	Berau / Tanjung Redep	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
3	Malinau	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
4	Tanjung Selor	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
5	Muara Jawa (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 100	2013/14	Rencana
6	Kaltim	PLN	PLTG	1 x 50	2018	Rencana
7	Kelai	PLN	PLTA	2 x 75	2018/19	Rencana
8	Kota Bangun	PLN	PLTD	2 x 1	2018/19	Rencana
9	Mahakam/Senipah	Swasta	PLTG	2 x 40	2012	Negosiasi
10	Embalut (Ekspansi)	Swasta	PLTU	1 x 50	2012	Rencana
11	Kaltim - 1	Swasta	PLTU	1 x 50	2012	Rencana
12	Kaltim (MT)	Swasta	PLTU	2 x 22,5	2012	PPA Terkendala
13	Melak (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
14	Nunukan (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
15	Tanah Grogot	Swasta	PLTU	2 x 7	2013	PPA Terkendala
16	Kaltim - 2 (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 100	2013/14	Rencana
17	Kaltim-Infrastruktur	Swasta	PLTU	2 x 100	2017/18	Rencana
Total Kapasitas				1203,0		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

c) Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

i) Pengembangan Transmisi

Beban sistem kelistrikan Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh sistem Mahakam. Sebagai upaya untuk menurunkan penggunaan BBM dan pengembangan kelistrikan, daerah-daerah isolated yang masih menggunakan PLTD secara bertahap diupayakan dibangun transmisi 150 kV dan diinterkoneksi dengan sistem Mahakam.

Sampai dengan tahun 2019, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 1.207 km sirkit dengan kebutuhan dana sekitar USD 88 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.5-4.

Tabel B.5-4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Bukuan	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm ²	20	1,53	2010
2	Bontang	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	180	13,74	2011
3	PLTG Mahakam	Incomer 1 phi (Karjo - Haru)	150 kV	2 cct, ACSR 2x240 mm ²	50	3,82	2012
4	PLTG Kaltim (FTP 2)	Sambutan	150 kV	2 cct, ACSR 2x240 mm ²	20	1,53	2012
5	Petung	Incomer 1 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm ²	6	0,46	2012
6	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	310	23,66	2012
7	Kuaro	Perbatasan	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm ²	93	7,10	2012
8	Tlk Balikpapan / Kariangau	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	4cct, ACSR 2x240 mm ²	8	0,61	2012
9	Bontang	PLTU Kaltim (Sangata)	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	520	39,69	2013
10	Harapan Baru	Bukuan	150 kV	Up rating mejadi Twin Haw	24	1,83	2013
11	PLTU Infrastruktur	Bukuan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	20	1,53	2015
12	Berau	Tanjung Selor	150 kV	2cct, ACSR 1x240 mm ²	200	11,08	2015
13	New Samarinda	Sambutan	150 kV	2cct, ACSR 2x240 mm ²	16	1,22	2018
Jumlah					1467	107,79	

3.3.2. Pengembangan Gardu Induk (GI)

Seiring dengan pembangunan transmisi 150 kV untuk memenuhi pertumbuhan beban sebagaimana tersebut diatas, diperlukan pembangunan GI 150 kV sekitar di 32 lokasi tersebar dengan total kapasitas mencapai 1.160 MVA seperti pada Tabel B.5-5. Rencana pengembangan GI baru untuk menggantikan PLTD adalah GI Kuaro / Tanah Grogot, GI Petung, GI Bontang dan GI Sangatta. Sedangkan rencana pengembangan GI Baru terkait dengan proyek pembangkit adalah GI PLTG Sembera dan GI Kariangau.

Rencana GI Baru untuk mengantisipasi GI yang sudah tidak bisa dikembangkan lagi adalah GI New Industri dan GI New Samarinda. Pengembangan GI lainnya merupakan pengembangan GI yang sudah ada.

Tabel B.5-5. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Bukuan/Palaran	150/20 kV	Ekst Relocating	20	0,52	2010
2	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Extension	60	2,10	2010
3	Sambutan	150/20 kV	New	30	2,62	2010
4	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	Uprating	60	2,10	2011
5	GI PLTG Sembera	150/20 kV	New (4 LB)	60	4,57	2011
7	Bontang	150/20 kV	New	30	2,62	2011
8	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	New (4 LB)	30	3,85	2012
9	Petung	150/20 kV	New Relocating	30	1,75	2012
10	Kariangau / Tel. Balikpapan	150/20 kV	New	60	3,34	2012
11	Sangatta	150/20 kV	New	30	2,62	2013
12	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2,10	2013
13	Bontang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2013
14	New Industri	150/20 kV	New	60	3,34	2013
15	Tengkawang/Karang Asem	150/20 kV	Extension	60	2,10	2014
16	Berau / Tj Redep	150/20 kV	New	30	2,62	2015
17	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	New	30	2,62	2015
18	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Extension	30	1,39	2016
19	Sangatta	150/20 kV	Extension	30	1,39	2016
20	New Industri	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
21	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
22	Petung	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
23	Berau / Tj Redep	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
24	Bontang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2018
25	New Samarinda	150/20 kV	New	120	5,44	2018
27	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
28	Kariangau / Teluk Balikpapan	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
Jumlah				1160	68,98	

3.4. Pengembangan Distribusi.

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan, ditunjukkan dalam Tabel B.5-6. Proyeksi tersebut diasumsikan untuk menambah 52.000 pelanggan per tahun selama 10 tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 8.973 kms, JTR sekitar 6.167 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 958 MVA.

Tabel B.5-6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	331	245	35	12.824
2011	482	373	78	39.419
2012	663	516	115	42.944
2013	787	596	128	56.833
2014	764	542	80	50.637
2015	873	603	88	55.269
2016	1.029	697	94	60.019
2017	1.179	778	104	65.776
2018	1.338	860	113	69.981
2019	1.528	958	124	76.651
Jumlah	8.973	6.167	958	520.354

B5.4 Sistem Kelistrikan Isolated

4.1. Kabupaten Tana Tidung

Kabupaten Tana Tidung merupakan Kabupaten baru dan mulai resmi beraktivitas pada tahun 2007 dengan luas wilayah sebesar 4.828 km² dan jumlah penduduk sebesar 28 ribu jiwa. Dalam RUPTL ini pengembangan kelistrikan di Kabupaten Tana Tidung dimasukkan dalam isolated tersebar karena beban puncak masih di bawah 1 MW. Selanjutnya akan dilakukan studi untuk membangun jaringan distribusi 20 kV dari Tana Tidung ke Malinau setelah PLTU 2 x 3 MW beroperasi.

4.2. Sistem Kelistrikan Remote Area

Pengembangan sistem kelistrikan di remote area yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan menggunakan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) melalui kerja sama dengan Pemerindah Daerah dan Listrik Perdesaan.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi pembangkit listrik tenaga mikro hidro (PLTMH) maka Pemerintah Daerah atau Satuan Kerja Listrik Perdesaan akan membangun PLTMH dan pengelolaannya diserahkan ke penduduk setempat.

4.3. Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Malaysia yaitu Nunukan, dan Malinau. Di daerah perbatasan sebagian besar masih belum berlistrik dan untuk melistriki daerah tersebut, PLN akan bekerja sama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan dengan membangun PLTMH dan PLTS.

B5.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.5-7

Tabel B.5-7 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			
	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI (MVA)	Transmisi kms	Juta US\$
2010	1.905	2.115	361		110	20	19,5
2011	2.112	2.334	400		150	180	44,4
2012	2.403	2.649	451	373	120	487	676,5
2013	2.735	3.015	510	335	180	544	425,3
2014	3.020	3.330	565	107	60		184,3
2015	3.333	3.676	625		60	220	48,8
2016	3.692	4.072	694		120		40,2
2017	4.088	4.509	770	100	90		183,9
2018	4.518	4.985	852	226	150	16	336,9
2019	4.992	5.508	942	76	120		167,4
Jumlah	32.798	36.194		1.217	1.160	1.467	2.127,2

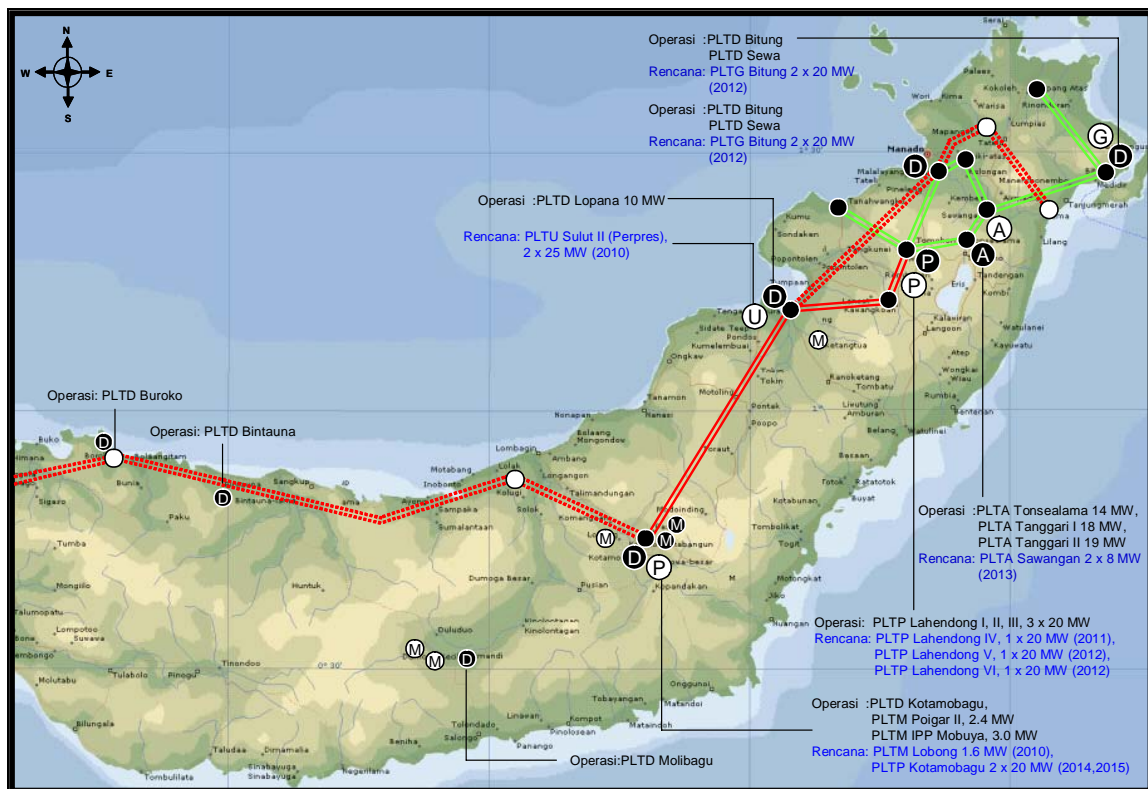
LAMPIRAN B.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

B6.1 Kondisi Kelistrikan Sulawesi Utara Saat Ini

Kelistrikan Daratan

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara daratan pada akhir tahun 2009 mempunyai beban puncak sekitar 168 MW dengan kemampuan pembangkit yang sangat terbatas. Sistem kelistrikan ini dipasok oleh beberapa jenis pembangkit, yakni PLTA, PLTP dan PLTD yang disalurkan melalui sistem transmisi 70 kV dan 150 kV dengan 11 gardu induk (GI), yakni GI Ranomuut, Sawangan, Bitung, Tonsealama, Teling, Tomohon, Kawangkoan, Lopana, Tasikria, Likupang, dan yang terbaru GI Lolak. Kapasitas terpasang seluruh GI adalah 230 MVA. Tabel B.6-1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting dan peta sistem kelistrikan dimaksud ditunjukkan pada gambar 1.



Gambar-1. Peta kelistrikan di Prov Sulut

Tabel B.6-1. Kapasitas Pembangkit Daratan

No.	Pembangkit	Owner	Bahan Bakar	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)
1	PLTA Tonselama	PLN	Hydro	14,38	12,90
2	PLTA Tanggari I	PLN	Hydro	18,00	16,40
3	PLTA Tanggari II	PLN	Hydro	19,00	19,00
4	PLTD Manado	PLN	HSD	0,00	0,00
5	PLTD Bitung	PLN	HSD	56,52	12,30
6	PLTD Lopana	PLN	HSD	10,00	8,00
7	PLTP Lahendong I	PLN	Geothermal	20,00	20,00
8	PLTP Lahendong II	PLN	Geothermal	20,00	20,00
9	PLTP Lahendong III	PLN	Geothermal	20,00	20,00
10	PLTM Poigar I	PLN	Hydro	2,40	2,00
11	PLTD Kotamobagu	PLN	HSD	12,02	8,20
12	PLTD Inobonto	PLN	HSD	2,01	1,62
13	PLTD Bintauna	PLN	HSD	1,95	1,30
14	PLTD Sewa Minahasa	Sewa	HSD	15,00	15,00
15	PLTD Sewa Kotamobagu	Sewa	HSD	5,00	5,00
16	PLTM Mobuya	IPP	Hydro	3,00	3,00
17	PLTD Molibagu	PLN	HSD	2,73	2,19
	Total Sistem			222,01	166,91

Provinsi Sulawesi Utara tidak dinyatakan sebagai daerah krisis kelistrikan sesuai kriteria sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Dirjen LPE Nomor : 192-12/40/600.1/2006 sebagai turunan dari PerMen ESDM No.01/2006. Namun melihat kemampuan pembangkit pada Tabel A.6-1 terlihat bahwa PLN di wilayah ini sulit untuk menambah pelanggan baru hingga tambahan kapasitas baru selesai dibangun.

Kelistrikan Pulau-Pulau

Terdapat beberapa pulau yang berlokasi dekat dengan daratan Sulut dan sejumlah besar pulau-pulau tersebar hingga perbatasan Filipina, seperti Sangihe, Talaud dan pulau kecil lainnya. Kelistrikan di seluruh pulau tersebut dipasok dari PLTD dan 1 PLTM (di pulau Sangihe), dan didistribusikan dengan jaringan 20 kV. Beban puncak di sistem Sangihe adalah sekitar 5 MW. Daftar pembangkit di pulau-pulau tersebut diperlihatkan pada Tabel B.6-2.

Tabel B.6-2. Kapasitas Pembangkit Pulau-Pulau Tersebar

No.	Pembangkit	Owner	Bahan Bakar	Daya Terpasang (kW)	Daya Mampu (kW)
1	PLTD Tahuna	PLN	HSD	6.306	3.630
2	PLTD Petta	PLN	HSD	1.660	1.050
3	PLTD Lesabe	PLN	HSD	872	610
4	PLTD Tamako	PLN	HSD	1.260	650
5	PLTM Ulung Peliang	PLN	HSD	1.000	1.000
6	PLTB Malamenggu	PLN	HSD	80	0
7	PLTD Beo	PLN	HSD	1.300	860
8	PLTD Melonguane	PLN	HSD	1.970	880
9	PLTD Essang	PLN	HSD	600	398
10	PLTD Ondong	PLN	HSD	4.060	2.530
11	PLTD Tersebar Cabang Manado	PLN	HSD	2.630	2.072
12	PLTD Tersebar Cabang Tahuna	PLN	HSD	5.600	3.814
Total Sistem :				27.338	17.494

B6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Setelah kegiatan berskala internasional “World Ocean Conference” sukses dilaksanakan tahun 2009, Sulawesi Utara kini sedang giat menyiapkan infrastruktur untuk pengembangan industri pengolahan hasil laut dan pelabuhan internasional serta menjadikan Sulawesi Utara sebagai daerah tujuan wisata internasional. Hal tersebut akan berdampak langsung kepada peningkatan kebutuhan energi listrik, disamping daftar tunggu saat ini telah mencapai 80 MVA.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 5,91% per tahun
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 0,79% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan 8,7% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi pada tahun 2019 diperkirakan mencapai 83%
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,57.

Proyeksi Kebutuhan Listrik di Sulawesi Utara

Dari realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, kebutuhan listrik tahun 2010 – 2019 diproyeksikan pada Tabel B.6-3.

Tabel B.6-3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sulawesi Utara

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	936,7	1.089,3	205,3	400.974
2011	1.024,9	1.190,8	222,6	415.558
2012	1.121,0	1.301,0	241,3	430.556
2013	1.225,8	1.418,6	261,0	446.015
2014	1.339,8	1.545,4	282,0	461.892
2015	1.464,1	1.682,2	304,5	478.241
2016	1.608,7	1.841,4	330,7	495.111
2017	1.767,1	2.015,2	359,1	512.430
2018	1.940,5	2.206,0	390,1	530.169
2019	2.131,7	2.415,5	423,9	549.629
Growth	9,6%	9,3%	8,4%	3,6%

B6.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Sulawesi Utara dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi baru terbarukan (EBT) yang cukup besar berupa panas bumi hingga 450 MW yang tersebar di Lahendong, Tompaso dan Kotamobagu (gunung Ambang). Dari 450 MW potensi panas bumi tersebut, yang dieksploitasi baru sebesar 60 MW di Lahendong unit 1, 2 dan 3. Selain itu terdapat potensi tenaga air sebesar 120 MW.

Kendala yang dihadapi untuk mengembangkan potensi panas bumi dan tenaga air tersebut adalah masalah status lahan, dimana sebagian besar potensi tersebut berada di kawasan cagar alam Kotamobagu (gunung Ambang).

Namun demikian dengan terbitnya PP no. 10 Tahun 2010 tentang Tata Cara Pengusulan Pengalihan Fungsi Lahan, PLN beserta Dinas PU Subdinas Tata Ruang Daerah, Dinas Kehutanan dan Kantor Lingkungan Hidup sedang menyusun materi usulan kepada Menteri Kehutanan untuk pengalihan status sebagian cagar alam gunung Ambang menjadi Taman Wisata Alam. Perubahan status lahan ini akan membuka peluang bagi PLN untuk mengembangkan potensi air di lokasi tersebut. Beberapa lokasi yang dapat dikembangkan potensinya adalah Poigar II (30 MW), Poigar III (20 MW), Poigar IV (14 MW).

Sumber EBT yang tersedia di pulau-pulau berupa tenaga angin dan sinar matahari. Karakteristik tenaga angin yang cenderung tidak kontinu dan sinar matahari yang efektifitasnya cukup rendah (sekitar 20%) menyulitkan penerapan photo voltaic dan tenaga bayu, dan diprioritaskan menggunakan sistem hibrid (interkoneksi dengan PLTD eksisting).

Tabel B.6-4. Potensi Energi Primer Panas Bumi dan Air

No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
1	Poigar II	Wulurmahatus/Modoinding	30,00	Sistem Minahasa		On-going
2	Poigar III	Wulurmahatus/Modoinding	20,00	Sistem Minahasa		FS Tahun 2008
3	Sawangan	Sawangan/ Airmadidi	16,00	Sistem Minahasa		FS Tahun 2008
4	Tincep I	Tincep / Sonder	0,55	Sistem Minahasa	0,20	FS Tahun 2008
5	Tincep II	Tincep / Sonder	1,10	Sistem Minahasa	0,20	FS Tahun 2008
6	Tincep III	Tincep / Sonder	2,20	Sistem Minahasa	0,20	FS Tahun 2008
7	Tincep IV	Tincep / Sonder	0,65	Sistem Minahasa	0,20	FS Tahun 2008
8	Woran	Woran / Tombasian	0,55	Sistem Minahasa	0,10	SSI
9	Ranoketangtua	Ranoketangtua / Tombasian	1,17	Sistem Minahasa	3,00	SSI
10	Morea	Morea / Belang	0,60	Sistem Minahasa	1,00	SSI
11	Molobog	Molobog / Kotabunan	0,63	Sistem Minahasa	1,00	SSI
12	Lobong - I	Lobong / Passi	1,60	Sistem Kotamobagu	7,00	On-going
13	Mokobang - I	Mokobang / Modoinding	0,94	Sistem Kotamobagu	2,50	SSI
14	Mokobang - II	Mokobang / Modoinding	1,57	Sistem Kotamobagu	4,00	SSI
15	Lobong - II	Bilalang IV / Passi	0,47	Sistem Kotamobagu	4,00	SSI
16	Apado	Bilalang IV / Passi	0,28	Sistem Kotamobagu	0,55	SSI
17	Kinali	Otam / Passi	1,18	Sistem Kotamobagu	1,00	SSI
18	Bilalang	Bilalang I / Passi	0,29	Sistem Kotamobagu	0,40	SSI
19	Salongo	Salongo / Bolaang Uki	0,91	Sistem Kotamobagu	5,50	SSI
20	Tangangah	Tangangah / Bolaang Uki	1,15	Sistem Kotamobagu	1,20	SSI
21	Duminanga	Duminanga / Bolaang Uki	0,53	Sistem Molibagu	1,00	FS Tahun 2008
22	Milangodaa I	Milangodaa / Bolaang Uki	0,72	Sistem Molibagu	4,50	FS Tahun 2008
23	Milangodaa II	Milangodaa / Bolaang Uki	0,72	Sistem Molibagu	5,00	FS Tahun 2008
24	Pilolahunga	Momalia / Bolaang Uki	0,75	Sistem Molibagu	2,50	SSI
25	Ulung Peliang II	Ulung Peliang / Tamako	0,28	Sistem Tahuna	1,50	SSI
26	Belengan	Belengan / Manganitu	1,21	Sistem Tahuna	0,05	SSI
Sub Jumlah Potensi Tenaga Air di Prop. SULUT			86,04		46,60	
No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
27	Lahendong II	Pangolombian	20,00	Sistem Minahasa		On-going
28	Lahendong III	Kasuratan-Extended	20,00	Sistem Minahasa		On-going
29	Lahendong IV	Tompaso	20,00	Sistem Minahasa		Committed
30	Gunung Ambang	Kotamobagu	20,00	Sistem Minahasa		PFS
31	Lainnya	Kotamobagu	495,00	Sistem Minahasa		PFS
Sub Jumlah Potensi Tenaga Panasbumi di Prop. SULUT			575,00		-	
Jumlah Potensi di Propinsi SULAWESI UTARA			661,04		46,60	

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi permintaan energi listrik sampai dengan tahun 2019 diperlukan tambahan 24 unit pembangkit baru dengan total kapasitas 458,2 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTP, PLTA, PLTMH, PLTU batubara, serta PLTG sebagai pembangkit *peaking*. Tabel B.6-5 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit.

Tabel B.6-5. Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Lobong	PLN	PLTM	1 x 0,8	2010	On Going
2	Lahendong IV	PLN	PLTP	1 x 20	2011	On Going
3	Sulut II (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 25	2011	On Going
4	Minahasa GT 1, 2, 3	PLN	PLTG	3 x 25	2012/16/17	Rencana
5	Kotamobagu I (FTP2)	PLN	PLTP	1 x 40	2014	Rencana
6	Kotamobagu II (FTP2)	PLN	PLTP	1 x 40	2014	Rencana
7	Talaud	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
8	Tahuna (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 4	2012	Rencana
9	Belengan	Swasta	PLTM	1 x 1,2	2013	Rencana
10	Duminanga	Swasta	PLTM	1 x 0,5	2013	Rencana
11	Milangodaa I	Swasta	PLTM	1 x 0,7	2013	Rencana
12	Lahendong V (FTP2)	Swasta	PLTP	1 x 20	2013	Rencana
13	Lahendong VI (FTP2)	Swasta	PLTP	1 x 20	2013	Rencana
14	Sulut I (Kema)	Swasta	PLTU	2 x 25	2013	Proses lelang
15	Sawangan	Swasta	PLTA	2 x 8	2015	Rencana
16	Minahasa (PPP)	Swasta	PLTU	2 x 55	2018/19	Rencana
Total Kapasitas				458,2		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kondisi beban sistem kelistrikan Sulut sudah cukup besar dan akan menjangkau daerah yang semakin jauh, sehingga pengembangan transmisi menggunakan tegangan 150 kV. Mengacu pada proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, diperlukan pengembangan saluran transmisi 150 kV sepanjang 456 km sirkit dengan kebutuhan dana sekitar US\$ 25,27 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.6-7.

Tabel B.6-7. Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTU Sulut II (Pepres)	Lopana	150 kV	2cct, ACSR 2 x 240 mm ²	36	1,99	2010
2	Lopana	Teling (GIS)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	96	5,32	2010
3	Isimu	Buroko	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	152	8,42	2011
4	Teling (GIS)	Ranomut Baru (Paniki)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	16	0,89	2011
5	Ranomut Baru (Paniki)	Bitung Baru (Kema)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	60	3,32	2011
6	Bintauna	Tapping (Lolak - Buroko)	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	4	0,22	2012
7	PLTU Sulut I (Infrastructure)	Kema	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1,11	2013
8	PLTP Kotamobagu	Otam	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	32	1,78	2014
9	PLTP Lahendong V/VI	Kawangkoan	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1,11	2013
10	New PLTU Minahasa (Kema)	Kema	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	20	1,11	2018
Jumlah					456	25,27	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Mengacu pada kebutuhan, pengembangan GI dilakukan menggunakan tegangan 150 kV dan menginterkoneksikannya dengan sistem 70 kV yang sudah ada menggunakan trafo interbus (IBT) 150/70 kV. Khusus kota Manado dimana harga tanah untuk membangun GI telah semakin mahal dan sulit didapat, pada masa yang akan datang perlu menerapkan GI jenis *gas insulated switchgear* (GIS) seperti yang sedang dibangun di GI Teling Baru.

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pembangunan GI 150 kV tersebar di enam lokasi dengan total kapasitas trafo sampai dengan 2016 mencapai 500 MVA sebagaimana ditunjukkan pada Tabel B.6-8.

Tabel B.6-8. Pengembangan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Teling (GIS)	150/20 kV	New	30	4,00	2010
2	Lolak	150/20 kV	New	20	3,15	2010
3	Tomohon (IBT)	150/70 kV	Extension	60	2,10	2011
4	Otam	150/20 kV	Extension	20	2,16	2011
5	Kema	150/20 kV	New	30	2,58	2011
6	Paniki	150/20 kV	New	30	3,49	2011
7	Isimu	150/20 kV	New	30	5,86	2011
8	Buroko	150/20 kV	New	20	3,31	2011
9	Teling (IBT)	150/70 kV	New	60	2,10	2012
10	Bintauna (Tap)	150/20 kV	New	10	1,66	2012
11	Teling	150/20 kV	Extension	30	1,90	2014
12	Lopana	150/20 kV	Extension	30	1,90	2014
13	Paniki	150/20 kV	Extension	30	1,90	2014
14	Tonsealama	70/20 kV	Extension	10	2,14	2015
15	Kawangkoan	150/20 kV	Extension	30	2,19	2015
16	Tomohon	70/20 kV	Extension	30	2,56	2016
17	Kema	150/20 kV	Extension	30	1,90	2016
Jumlah				500	48,74	

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan distribusi, termasuk listrik pedesaan, ditunjukkan dalam Tabel B.6-9. Proyeksi tersebut diasumsikan untuk menambah 26 ribu pelanggan per tahun selama 10 tahun.

Tabel B.6-9. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	228,3	332,3	35,3	16.673
2011	144,4	232,3	26,0	21.609
2012	139,4	247,5	28,4	22.743
2013	147,1	270,7	31,1	23.955
2014	160,5	296,0	34,0	25.220
2015	175,2	306,1	37,2	26.565
2016	202,7	354,7	43,1	28.132
2017	218,6	389,6	47,3	29.625
2018	239,3	427,7	51,9	31.155
2019	263,8	473,0	57,4	34.269
2010-2019	1.919,3	3.329,9	391,7	259.948

B6.4 Sistem Kelistrikan di Kepulauan

Kondisi Geografis

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk Wallace, sebagian pulau memiliki gunung berapi dan sebagian lainnya tidak. Jarak antar pulau cukup jauh dan transportasi laut yang dipergunakan masih sebatas kapal motor kapasitas kecil, kecuali pulau Sangihe, Talaud, dan Siau. Akses untuk mendapatkan energi primer dari luar sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca terutama ketinggian gelombang air laut. Sebagian besar mata pencaharian dari penduduk di kepulauan tersebut adalah nelayan tradisional dan hanya mengandalkan hasil laut.

Pengembangan Sistem Kelistrikan di Kepulauan Terdepan

Di Kabupaten Talaud terdapat 4 (empat) pulau terdepan dari wilayah NKRI yakni pulau Miangas, Marore, Marampit dan pulau Karatung. Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, maka kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang telah ada disana perlu ditingkatkan. Dalam 5 tahun kedepan PLN berencana untuk membuat beberapa pilot project EBT skala kecil.

B6.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.6-10.

Tabel B.6-10. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	936,7	1.089,3	205,3	1,6	50	132	29,3
2011	1.024,9	1.190,8	222,6	50,0	190	228	113,3
2012	1.121,0	1.301,0	241,3	59,0	70	4	79,3
2013	1.225,8	1.418,6	261,0	91,6		40	160,6
2014	1.339,8	1.545,4	282,0	80,0	90	32	133,3
2015	1.464,1	1.682,2	304,5	16,0	40		98,8
2016	1.608,7	1.841,4	330,7	25,0	60		29,0
2017	1.767,1	2.015,2	359,1	25,0			25,5
2018	1.940,5	2.206,0	390,1	55,0		20	97,8
2019	2.131,7	2.415,5	423,9	55,0			98,2
Jumlah				458,2	500	456	865,2

LAMPIRAN B.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

B7.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem Interkoneksi 70 kV Palu-Parigi

Sistem kelistrikan di Kota Palu dan sekitarnya dilayani oleh sistem interkoneksi Palu-Parigi melalui gardu induk Talise dan gardu induk Parigi, dipasok dari pembangkit PLTU IPP Tawaeli, PLTD Silae Palu dan PLTD Parigi dengan total beban puncak tahun 2009 sekitar 45 MW. Permasalahan operasional seperti pasokan batubara dan gangguan pada PLTU IPP Tawaeli Palu serta kerusakan PLTD mengakibatkan pada saat-saat tertentu mengalami kekurangan daya dan energi terutama waktu beban puncak. Selain itu, tidak adanya tambahan pembangkit baru dan terus meningkatnya beban puncak, PLN setempat tidak bisa melayani sambungan baru.

Gambar sistem interkoneksi Palu-Parigi eksisting dan rencana pengembangan sebagaimana terlihat pada gambar 1.

Sistem Isolated

Di Sulawesi Tengah juga terdapat sistem kelistrikan yang terinterkoneksi melalui jaringan 20 kV seperti di Tolitoli, sistem Poso dan sistem Luwuk yang bebannya masing-masing sudah diatas 5 MW, dipasok dari PLTM dan PLTD. Selain itu, masih ada sistem isolated kecil tersebar lainnya, yang semuanya dipasok dari PLTD PLN dan di beberapa lokasi dibantu PLTD oleh Pemkab setempat. Pada umumnya, sistem-sistem tersebut saat ini mengalami defisit daya dan pada waktu-waktu tertentu terpaksa dilakukan pemadaman bergilir. Akibat kondisi tersebut, maka penyambungan pelanggan baru oleh PLN setempat dilakukan secara selektif, menyesuaikan dengan kemampuan pembangkit yang ada.

Rincian pembangkit di sistem Sulawesi tengah sampai dengan tahun 2009 sebagaimana terdapat pada Tabel B.7-1 dan B.7-2.



Gambar 1. Sistem Kelistrikan di Sulawesi Tengah

Tabel B.7-1. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Palu-Parigi (dalam MW)

No	Jenis Pembangkit	PLN	IPP	Sewa	Total
1	PLTD	51,5	-	-	51,5
2	PLTA	-	-	-	-
3	PLTM	-	-	-	-
4	PLTP	-	-	-	-
5	PLTU	-	27,0	-	27,0
6	PLTG	-	-	-	-
Total		51,5	27,0	-	78,5

Tabel B.7-2. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Kecil Tersebar (per Sistem)

No	Sistem	PLTD PLN	PLTM PLN	PLTM IPP	Total
1	Poso	4.5	2.6	-	7.1
	Tentena	1.7	-	-	1.7
	Kolonedale	3.1	-	-	3.1
	Bungku	1.6	-	-	1.6
	Tolitoli	9.2	1.6	-	10.8
	Leok	3.9	-	-	3.9
	Moutong - Ktraya - Palasa	6.3	-	-	6.3
	Bangkir	1.8	-	-	1.8
	Luwuk - Moilong	12.7	1.6	3.8	18.1
	Ampara	3.2	-	-	3.2
	Bunta	1.4	-	-	1.4
	Banggai	2.3	-	-	2.3
	Sulteng Tersebar	10.1	-	-	10.1

B7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah.

Kebutuhan tenaga listrik di provinsi Sulawesi tengah akan terus meningkat sejalan dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi pada provinsi tersebut.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 7,7% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,50% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8,6% pada tahun 2012
- Elastisitas, rasio pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi rata-rata sebesar 1,60

Proyeksi Kebutuhan Listrik Sulawesi Tengah 2010-2019

Mempertimbangkan realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya dan dalam rangka mengakomodasi daftar tunggu yang masih tinggi, proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 sebagaimana terdapat pada tabel B.7-3 berikut.

Tabel B.7-3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	459,6	525,9	114,9	309.480
2011	513,3	587,6	127,8	331.113
2012	572,2	655,3	141,9	354.126
2013	636,9	728,3	156,9	378.602
2014	707,8	807,7	173,2	404.644
2015	785,4	894,1	190,8	432.348
2016	875,0	993,5	211,1	461.964
2017	973,5	1.102,4	233,1	493.474
2018	1.081,7	1.222,4	257,3	526.926
2019	1.201,8	1.355,2	283,9	563.765
Growth	11,3%	11,1%	10,6%	6,9%

B7.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer yang tersedia di Sulawesi Tengah sangat besar dan berpeluang besar untuk dikembangkan terutama tenaga air dan gas alam yang masing-masing bisa mencapai 600 MW PLTA dan 270 MW PLTGU. Selain itu, tenaga panas bumi juga banyak terdapat di Propinsi Sulawesi Tengah yang bisa

mencapai 366 MW PLTP. Pengembangan tenaga air dan gas alam dalam skala besar, akan bisa memenuhi seluruh kebutuhan tenaga listrik di Sulawesi Tengah dan bahkan masih berlebih untuk dikirim ke Sulawesi Selatan.

Hambatan yang pernah ditemui terutama untuk skala mini hidro, adalah relatif jauh antara sumber energy dengan pusat-pusat beban yang ada.

Tabel B.7-4 merupakan data potensi energy primer yang ada di provinsi Sulawesi Tengah.

Tabel B.7-4. Potensi Energi Primer di Sulawesi Tengah

TENAGA AIR

No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
1	Palu	Lindu	30.00	Sistem Palu	N/A	DD
2	Wuasa	Wuasa / Lore Utara	2.39	Sistem Palu	46.00	SSI
3	Tongoa I	Tongoa / Sigi Biromaru	0.86	Sistem Palu	1.00	SSI
4	Tongoa II	Tongoa / Sigi Biromaru	0.69	Sistem Palu	1.20	SSI
5	Tomini I	Ambesia	0.47	Sistem Parigi	3.00	SSI
6	Tomini II	Tomini	1.50	Sistem Palasa - Moutong	2.50	SSI
7	Tindaki	Tindaki / Parigi	0.67	Sistem Parigi	0.50	SSI
8	Lemusa	Gangga / Parigi	0.80	Sistem Parigi	6.50	SSI
9	Solewana I	Poso	60.00	Sistem Poso	-	On-Going
10	Solewana II	Poso	60.00	Sistem Poso	-	On-Going
11	Solewana III	Poso	60.00	Sistem Poso	-	On-Going
12	Kuku	Kuku / Pamona Utara	1.56	Sistem Poso	5.00	SSI
13	Jelantik Sari	Kilosari / Poso Pesisir	1.96	Sistem Poso	3.00	SSI
14	Pinedepa	Pinedepa / Poso Pesisir	0.51	Sistem Poso	2.00	SSI
15	Bambalo II	Bambalo / Poso Pesisir	1.89	Sistem Poso	0.80	SSI
16	Maleitojo	Maleitojo / Tojo	0.74	Sistem Poso	1.00	SSI
17	Malewa I	Malewa / Tojo	0.53	Sistem Poso	1.00	SSI
18	Malewa II	Malewa / Tojo	1.55	Sistem Poso	1.50	SSI
19	Momo	Momo / Petasia	1.10	Sistem Poso	16.00	SSI
20	Gandalari	Gandalari	1.60	Sistem Poso	0.25	SSI
21	Ue Kuli	Ue kuli / Tojo	2.67	Sistem Poso	2.00	SSI
22	Podi	Podi / Tojo	1.17	Sistem Poso	2.00	SSI
23	Bambalo	Bambalo / Ampana	1.25	Sistem Poso	25.00	SSI
24	Sawidago II	Kamporosilo / Pamona Utara	0.98	Sistem Pendolo / Tentena	8.00	SSI
25	Sawidago III	Kelei / Pamona Utara	1.74	Sistem Pendolo / Tentena	0.20	SSI
26	Taripa I	Taripa / Pamona Utara	0.66	Sistem Taripa	1.00	SSI
27	Taripa II	Taripa / Pamona Utara	0.62	Sistem Taripa	2.50	SSI
28	Kamba	Kamba / Pamona Utara	5.00	Sistem Tomata	5.00	SSI
29	Kota Raya	Mensung / Tomini	0.75	Moutong + Kotaraya	2.50	SSI
30	Kolondom	Kolondom Lakatan / Galang	1.60	Sistem Toli-Toli	5.50	Operation
31	Batubota	Batubota	5.00	Sistem Toli-Toli	5.50	SSI
32	Hanga hanga II	Hanga - hanga / Luwuk	3.40	Sistem Luwuk	1.00	Operation
33	Kalumpang	Kalumpang / Luwuk	1.70	Sistem Luwuk	1.00	Operation
34	Luwuk	Sungai Luwuk	3.00	Sistem Luwuk	-	
35	Doda	Sungai Doda	1.00	Sistem Bunta	-	
36	Hech	Sungai Hech	1.00	Sistem Bunta	-	
34	Sansarino	Sansarino / Ampana kota	0.80	Sistem Ampana	8.00	On-Going
35	Lalengan	Lalengan / Buko	0.22	Sistem Tataba - Bulagi	2.00	SSI
36	Mampueno	Bungku	1.20	Sistem Bungku	-	FS
37	Wawopada	Kolonedale	3.60	Sistem Kolonedale	-	FS
Sub Jumlah Potensi Tenaga Air di Prov. SULTENG			261.37			

PANAS BUMI

No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
38	Sulteng (14 Lokasi)	Sulteng	366.00	Sistem Sulteng	-	
Sub Jumlah Potensi Tenaga Gas di Prov. SULTENG			366.00			

GAS ALAM

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan sistem	Jarak TT/TM	Status
39	Kintom/Batui	Batui	30	Sistem Luwuk		Pertamina
40	Donggi-Senoro	Kab. Luwuk	240	Sistem Sulselteng	200	Pertamina-Medco
Sub jumlah potensi Gas Alam			270			
Jumlah potensi energi primer di Sulteng			531,37			

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 693,5 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.7-5. Sebanyak 389,8 MW atau 55% dari total tambahan kapasitas pembangkit akan dibangun oleh PLN dan sisanya sebesar 303,7 MW atau 45% direncanakan dibangun oleh swasta.

PLTGU akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 240 MW atau 35%, sementara PLTA/M menempati urutan kedua dengan kapasitas 225 MW dan PLTG 110 MW.

Mempertimbangkan potensis beban yang ada di Sulawesi Tengah, maka pengembangan PLTGU Senoro selain untuk melayani kebutuhan masyarakat di Provinsi Sulawesi Tengah sendiri, juga untuk memenuhi kebutuhan masyarakat yang ada di Sulawesi Selatan dan Kendari.

Untuk daerah-daerah yang masih isolated, selain dikembangkan pembangkit energi terbarukan setempat seperti PLTMH dan PLTP, juga dikembangkan PLTU batubara skala kecil bagi daerah yang tidak mempunyai sumber energi terbarukan.

Tabel B.7-5. Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Sansarino	PLN	PLTM	1 x 0,8	2010	On Going
2	Tomini II	PLN	PLTM	2 x 1	2010	On Going
3	Sawidago II	PLN	PLTM	1 x 1	2012	On Going
4	Ampana	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
5	Kolonodale	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
6	Leok	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
7	Toli-Toli	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
8	Bangkir	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
9	Tambu	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
10	Senoro (FTP2)	PLN	PLTGU	2 x 120	2014	Rencana
11	Luwuk Turbin Gas	PLN	PLTG	2 x 10	2015/16	Rencana
12	Palu Turbin Gas	PLN	PLTG	6 x 15	2016-2019	Rencana
13	Poso Energy	Swasta	PLTA	3 x 65	2011	On Going
14	Hek	Swasta	PLTM	2 x 1,25	2012	Rencana
15	Luwuk (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 10	2012	Rencana
16	Moutong (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 4	2012	Rencana
17	Bambalo III	Swasta	PLTM	1 x 2,25	2013	Rencana
18	Batubota	Swasta	PLTM	2 x 1,25	2013	Rencana
19	Biak I	Swasta	PLTM	2 x 0,75	2013	Rencana
20	Biak II	Swasta	PLTM	1 x 1,3	2013	Rencana
21	Biak III	Swasta	PLTM	1 x 1,2	2013	Rencana
22	Kotaraya	Swasta	PLTM	1 x 0,75	2013	Rencana
23	Mampueno / Sakita	Swasta	PLTM	2 x 0,6	2013	Rencana
24	Pekasalo	Swasta	PLTM	2 x 0,6	2013	Rencana
25	Tawaeli (Ekspansi)	Swasta	PLTU	1 x 30	2013	Rencana
26	Wawopada	Swasta	PLTM	2 x 1,8	2013	Rencana
27	Bora (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 2,5	2014	Rencana
28	Bunta	Swasta	PLTM	2 x 1,25	2014	Rencana
29	Lambangan	Swasta	PLTM	2 x 1,6	2014	Rencana
30	Merana/Masaingi (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 10	2014	Rencana
31	Sawidago I	Swasta	PLTM	2 x 1	2015	Rencana
Total Kapasitas				693,5		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kondisi geografis Propinsi Sulawesi Tengah yang memanjang dan mempunyai sebaran penduduk yang relatif jauh, maka untuk menjangkau daerah tersebut memerlukan transmisi yang sangat panjang.

Medan yang berbukit serta adanya hutan cagar alam, merupakan salah satu hambatan dalam pengembangan transmisi 150 kV dan 275 kV di Sulawesi Tengah.

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan dalam mengurangi penggunaan BBM sekaligus untuk melistriki pelanggan yang tersebar cukup jauh, diperlukan pengembangan saluran transmisi 150 kV sepanjang 1.752 km sirkit seperti ditampilkan dalam Tabel B.7-6. Selain itu, untuk evakuasi daya dari PLTGU Senoro, perlu dibangun transmisi 275 kV sepanjang 360 kms, total transmisi keseluruhan sepanjang 2.112 kms.

Tabel B.7-6. Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTA Poso (Tentena)	Poso	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	80	4,43	2011
2	Poso	Palu Baru	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	190	10,53	2011
3	Palu Baru	Silae	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	90	4,99	2011
4	Moutong	Toli-toli	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	270	14,96	2015
5	PLTG Kintom	Luwuk	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	90	4,99	2015
6	PLTG Kintom	Moilong	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	120	6,65	2015
7	Toli-toli	Leok	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	216	11,97	2017
8	Poso	Ampana	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	248	13,74	2017
9	Palu Baru	Talise	70 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	30	1,66	2018
10	Kolonedale	Inc Poso - Ampana 1 pi	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm ²	146	8,09	2019
11	Tentena (PLTA Poso)	Wotu	275 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	272	61,22	2011
12	PLTGU Senoro (FTP 2)	Tentena (PLTA Poso)	275 kV	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	360	81,03	2013
Jumlah					2112	224,24	

Pengembangan Gardu Induk

Sejalan dengan pengembangan pembangkit baru, perlu dilakukan penambahan gardu induk (GI) untuk menyalurkan listrik ke beban dengan memperhatikan kapasitas terpasang (eksisting) dan rencana penambahan beban serta proyek yang sedang berjalan. Sampai dengan tahun 2019 total penambahan kapasitas GI 150 kV sebesar 370 MVA sebagaimana terdapat pada Tabel B.7-7.

Tabel B.7-7. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTA Poso	150/20 kV	New	10	2,66	2011
2	Poso	150/20 kV	New	10	4,23	2011
3	Palu Baru	150/20 kV	New	30	3,49	2011
4	Silae	150/20 kV	New	30	2,58	2011
5	Moutong	150/20 kV	New	30	3,39	2014
6	Talise	150/20 kV	Extension	30	1,90	2014
7	Poso	150/20 kV	Extension	30	1,90	2014
8	Toli-Toli	150/20 kV	New	30	3,39	2015
9	Palu Baru	150/20 kV	Extension	30	1,90	2015
10	Luwuk	150/20 kV	New	30	3,39	2015
11	Moilong	150/20 kV	New	20	3,39	2015
12	Leok	150/20 kV	New	20	3,15	2017
13	Silae	150/20 kV	Extension	30	1,90	2017
14	Ampana	150/20 kV	New	20	3,39	2017
15	Kolonedale	150/20 kV	New	20	3,15	2019
Jumlah				370	43,84	

Pengembangan Distribusi.

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, proyeksi kebutuhan pengembangan jaringan distribusi, termasuk listrik pedesaan mencapai 1.009 kms JTM dan 2.075 kms JTR serta 244 MVA trafo distribusi, sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel B.7-8. Proyeksi tersebut diasumsikan untuk menambah 19.700 pelanggan per tahun selama 10 tahun

Tabel B.7-8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	120,1	207,1	22,0	12.640
2011	76,0	144,8	16,2	16.382
2012	73,3	154,2	17,7	17.241
2013	77,4	168,7	19,4	18.160
2014	84,4	184,5	21,2	19.119
2015	92,1	190,8	23,2	20.139
2016	106,6	221,1	26,8	21.326
2017	115,0	242,8	29,5	22.458
2018	125,8	266,6	32,4	23.618
2019	138,8	294,8	35,8	25.979
2010-2019	1.009,5	2.075,4	244,2	197.061

B7.4 Penyelesaian segera sistem di Sulawesi Tengah

Kondisi krisis daya pembangkit di sistem Palu-Parigi yang sudah berlangsung sejak tahun 2000 an, perlu penanganan yang serius untuk menyelesaikannya. Perbaikan kontrak PLTU Palu IPP dengan PLN perlu segera dipercepat agar PLTU dapat beroperasi sesuai kontrak dan andal. Selain itu, penyelesaian PLTA Poso beserta transmisi 150 kV terkait untuk memasok sebagian kebutuhan di Palu-Parigi sangat diperlukan.

Di Sulawesi Tengah banyak potensi PLTM dan perlu segera dimanfaatkan secara maksimal untuk memenuhi kebutuhan beban di sistem isolated lainnya yang terus berkembang.

B7.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.7-9.

Tabel B.7-9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	459,6	525,9	114,9	2,8			13,3
2011	513,3	587,6	127,8	195,0	80	632	391,6
2012	572,2	655,3	141,9	67,5			126,7
2013	636,9	728,3	156,9	45,5		360	181,6
2014	707,8	807,7	173,2	270,7	90		336,9
2015	785,4	894,1	190,8	12,0	110	480	54,9
2016	875,0	993,5	211,1	25,0			19,9
2017	973,5	1.102,4	233,1	30,0	70	464	57,2
2018	1.081,7	1.222,4	257,3	15,0		30	17,9
2019	1.201,8	1.355,2	283,9	30,0	20	146	36,9
Jumlah				693,5	370	2.112	1.236,8

^{*)} Termasuk investasi pengembangan distribusi sekitar USD 69 Juta.

LAMPIRAN B.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI GORONTALO

B8.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Gorontalo dipasok dari PLTD dan yang terbesar ada adalah PLTD Telaga di kota Gorontalo. Beberapa PLTD yang lain relatif kecil, seperti PLTD Buroko, Marisa, Tilamuta dan seterusnya. Total daya terpasang PLTD sebesar 58 MW, daya mampu 35,4 MW dan beban puncak sekitar 38 MW. Adanya permasalahan penurunan daya mampu akibat kerusakan pembangkit, membuat sistem pada saat tertentu mengalami defisit daya. Upaya mengatasi hal tersebut dalam jangka pendek dilakukan dengan merelokasi PLTD HSD Sewa dari sistem Minahasa ke sistem Gorontalo sebesar 5 MW pada Triwulan III 2009, sehingga status sistem Gorontalo saat ini dalam kondisi siaga.

Gambaran lokasi pembangkit PLTD di Gorontalo sesuai peta pada gambar 1.



Gambar 1. Peta Lokasi Pembangkit di Gorontalo

Rincian kapasitas pembangkit sistem Gorontalo sampai dengan tahun 2009 berdasarkan jenis pembangkit dan pengelolaannya dapat dilihat pada Tabel B8-1.

Tabel B.8-1 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Gorontalo (MW)

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mapu MW
1	PLTD Telaga	PLTD	HSD	PLN	22,080	13,600
2	PLTD Sewa (Telaga)	PLTD	HSD	Pemkab	22,960	14,500
3	PLTD Buroko	PLTD	HSD	PLN	3,120	2,490
4	PLTD Marisa	PLTD	HSD	PLN	5,105	2,900
5	PLTD Tilamuta	PLTD	HSD	PLN	1,620	850
6	PLTD Pancakarsa	PLTD	HSD	PLN	180	150
7	PLTD Lemito	PLTD	HSD	PLN	2,131	645
8	PLTD Sumalata	PLTD	HSD	PLN	400	320
9	PLTD Tolinggula	PLTD	HSD	PLN	500	250
Jumlah					58,096	35,705

B8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo.

Provinsi Gorontalo termasuk relatif baru dan untuk mengejar ketertinggalan dari Provinsi induk, pembangunan proyek prasarana dan fasilitas umum terus dipacu. Ekonomi didorong tumbuh lebih cepat mencapai rata-rata 7% pertahun dan tentu hal ini mengakibatkan peningkatan yang signifikan akan kebutuhan pasokan listrik.

Asumsi

- ✓ Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 7,3%.
- ✓ Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,04% pertahun
- ✓ Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8,4% pada tahun 2011
- ✓ Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,55

Proyeksi Kebutuhan Listrik Gorontalo 2010-2019

Kondisi Gorontalo yang sudah lama mengalami defisit daya dan sering dilakukan pemadaman bergilir terutama pada waktu beban puncak. Akibat kondisi tersebut, PLN setempat dalam melakukan penyambungan pelanggan baru terpaksa dilakukan secara selektif dan hingga saat ini masih banyak calon pelanggan yang belum bisa dilayani.

Memperhatikan data realisasi perusahaan lima tahun sebelumnya, proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 sebagaimana terdapat pada tabel B.8-2.

Tabel B.8-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	188,6	210,6	43,1	113.671
2011	209,6	234,2	47,7	121.628
2012	232,7	260,2	52,8	130.107
2013	258,0	288,1	58,2	139.141
2014	285,8	318,6	64,1	148.778
2015	316,3	351,7	70,4	159.029
2016	351,4	389,9	77,7	170.051
2017	390,1	431,8	85,7	181.781
2018	432,6	478,1	94,5	194.279
2019	479,8	529,3	104,1	208.031
Growth	10,9%	10,8%	10,3%	6,9%

B8.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi, dengan memperhatikan potensi sumber energy primer setempat, sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer yang tersedia di Gorontalo untuk membangkitkan energi listrik cukup besar dan mempunyai peluang untuk dikembangkan baik itu tenaga air maupun tenaga panas bumi, sebagaimana terlihat pada Tabel B.8-3 dan B.8-4.

Tabel B.8-3. Potensi Tenaga Air di provinsi Gorontalo

No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
1	Bone I	Suwawa	10.50	Sistem Gorontalo		PFS
2	Bone II	Suwawa	5.50	Sistem Gorontalo		PFS
3	Bone III	Suwawa	1.40	Sistem Gorontalo		PFS
4	Bulawa	Suwawa	3.20	Sistem Gorontalo		FS
5	Mongango I	Atingola	1.20	Sistem Gorontalo	12.00	DD
6	Mongango II	Mongango	1.20	Sistem Gorontalo	10.00	DD
7	Dulukapa	Deme I / Sumalata	2.40	Sistem Sumalata	27.00	DD
8	Bolango	Suwawa	1.60	Sistem Gorontalo		FS
9	Limtutu	Bolontio Timur / Sumalata	0.60	Sistem Sumalata	3.00	SSI
10	Bolontio	Bolontio Barat / Sumalata	0.43	Sistem Sumalata	2.00	SSI
11	Maranti	Papualangi / Sumalata	0.31	Sistem Tolinggula	23.00	SSI
12	Sinar Harapan	Papualangi / Sumalata	0.39	Sistem Tolinggula	25.00	SSI
Jumlah Potensi Tenaga Air di Prop. Gorontalo			28.73		102.00	

Tabel B.8-4. Potensi Panas Bumi di provinsi Gorontalo

No.	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi dengan Sistem	Jarak JTM ke Lokasi	Status
13	Limbongo	Limbongo	9.00	Sistem Gorontalo		SSI
14	Pentadio	Limboto	5.00	Sistem Gorontalo		SSI
Sub Jumlah Potensi Tenaga Panasbumi di Prov. GORONTALO			9.00		-	
Jumlah Potensi di Provinsi GORONTALO			37.73		102.00	

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 135,2 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.8-5 berikut.

Tabel B.8-5. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Mongango	PLN	PLTM	2 x 0,6	2011	On Going
2	Gorontalo Baru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 25	2011	On Going
3	Gorontalo Turbin Gas	PLN	PLTG	1 x 25	2017	Rencana
4	Molotabu	Swasta	PLTU	2 x 10	2012	PPA Terkendala
5	Gorontalo Energi	Swasta	PLTU	2 x 6	2013	PPA Terkendala
6	Taludaa I	Swasta	PLTM	1 x 2	2013	Rencana
7	Taludaa II	Swasta	PLTM	1 x 3	2013	Rencana
8	Iya	Swasta	PLTM	1 x 2	2014	Rencana
9	Randangan	Swasta	PLTA	2 x 10	2015	Rencana
Total Kapasitas				135,2		

Dari kapasitas tersebut PLN akan membangun sebanyak 76,2 MW atau 53% dan sisanya sebesar 56,0 MW atau 44% direncanakan akan dibangun swasta.

PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 82 MW atau 60%, sementara PLTA/M menempati urutan kedua dengan kapasitas 27,0 MW dan PLTG 25 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Mempertimbangkan kapasitas terpasang (eksisting) dan on going project serta proyeksi kebutuhan beban, sampai dengan tahun 2019 akan dibangun GI 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di 6 lokasi dengan kapasitas keseluruhan 190 MVA seperti pada Tabel B.8-6.

Tabel B.8-6. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Botupingge	150/20 kV	New	30	3,88	2011
2	PLTU Gorontalo	150/20 kV	New	20	3,15	2011
3	Isimu	150/20 kV	New	30	3,31	2011
4	Marisa	150/20 kV	New	30	3,31	2011
5	Buroko	150/20 kV	New	20	3,15	2011
5	Botupingge	150/20 kV	Extension	30	2,19	2014
6	PLTU Gorontalo	150/20 kV	Extension	30	1,90	2019
Jumlah				190	20,91	

Pengembangan Transmisi

Selararas dengan pengebangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tranmisi 150 kV sepanjang 776 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B.8-7

Tabel B.8-7. Pengembangan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Isimu	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	90	4,99	2011
2	Isimu	Marisa	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	220	12,19	2011
3	PLTU Gorontalo (FTP1)	Incomer	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	190	10,53	2011
4	PLTU Gorontalo Energi	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	16	0,89	2012
5	Marisa	Moutong	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	210	11,63	2014
6	New PLTG (Marisa)	Marisa	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	20	1,11	2015
7	PLTU Molotabu	Botupingge	150 kV	2cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	1,66	2016
Jumlah					776	42,99	

Pengembangan Distribusi.

Sampai dengan tahun 2019 akan ada tambahan pelanggan baru sekitar 74.374 atau rata-rata 7.437 pelanggan per tahun. Oleh karena itu, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki perdesaan meliputi JTM sepanjang 428 kms, JTR sekitar 809 kms dan tambahan Trafo distribusi sekitar 95 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B.8-8 berikut.

Tabel B.8-8. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	50,9	80,7	8,6	4.770
2011	32,2	56,4	6,3	6.183
2012	31,1	60,1	6,9	6.507
2013	32,8	65,7	7,6	6.854
2014	35,7	71,9	8,3	7.216
2015	39,0	74,3	9,0	7.601
2016	45,1	86,1	10,5	8.049
2017	48,7	94,6	11,5	8.476
2018	53,3	103,8	12,6	8.914
2019	58,8	114,9	13,9	9.805
2010-2019	427,5	808,6	95,1	74.374

B8.4 Penyelesaian PLTU Gorontalo

Gorontalo semenjak menjadi Propinsi baru sekitar tahun 2002, Pemerintah Propinsi telah berhasil meningkatkan pertumbuhan ekonomi rata-rata diatas pertumbuhan ekonomi nasional. Pembangunan infrastruktur dipacu lebih cepat dalam rangka mendorong peningkatan pendapatan masyarakat. Akibatnya, kebutuhan listrik terus meningkat dengan cepat sehingga kemampuan pasokan listrik PLN tidak bisa mencukupi.

Sebagai tanggapan atas keinginan Pemerintah Daerah sekaligus sebagai upaya untuk mengurangi penggunaan BBM serta mengatasi pemadaman bergilir yang sering terjadi, dibangun PLTU batubara di Gorontalo sesuai Perpres No. 71/2006. Dalam merealisasikan pembangunan PLTU tersebut, ternyata dilapangan banyak menemui hambatan sehingga PLTU Gorontalo terlambat beroperasi masuk sistem. Mengingat betapa penting dan strategisnya keberhasilan penyelesaian PLTU Gorontalo ini, diharapkan kendala-kendala yang ada bisa segera diatasi sehingga PLTU dapat segera diselesaikan dan beroperasi memasok kebutuhan listrik di Gorontalo.

B8.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.8-9.

Tabel B.8-9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	188,6	210,6	43,1		-	-	2,6
2011	209,6	234,2	47,7	51	130	500	40,0
2012	232,7	260,2	52,8	20	-	16	55,3
2013	258,0	288,1	58,2	17	-	-	58,2
2014	285,8	318,6	64,1	2	-	210	22,8
2015	316,3	351,7	70,4	20	30	20	13,9
2016	351,4	389,9	77,7		-	30	52,6
2017	390,1	431,8	85,7	25	-	-	3,2
2018	432,6	478,1	94,5		-	-	53,5
2019	479,8	529,3	104,1		30	-	5,7
Jumlah				135	190	776	307,8

¹ Termasuk investasi pengembangan distribusi sekitar USD 27,2 Juta.

LAMPIRAN B.9

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

B9.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan (Sulsel) saat ini dipasok dari pembangkit-pembangkit yang terhubung ke sistem interkoneksi 150 KV dan 70 kV Sulawesi Selatan dan Barat (Sulselbar). Jumlah gardu induk eksisting 28 unit dengan kapasitas total sudah termasuk IBT mencapai 1.278 MVA. Kapasitas pembangkit yang ada memiliki daya mampu 542 MW sedangkan beban puncak yang harus dilayani sebesar 565 MW (sistem Sulselbar).

Peta sistem kelistrikan Propinsi Sulsel sebagaimana gambar 1, sedangkan rincian pembangkit dan kapasitas terpasang dapat dilihat pada tabel B.9-1.



Gambar-1

Ketidak seimbangan antara kebutuhan dengan kemampuan daya pembangkit yang ada mengakibatkan sistem Sulselbar mengalami defisit dan terjadi pemadaman bergilir terutama saat beban puncak.

Tabel B.9-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

SISTEM SULSELBAR

NO	NAMA PEMBANGKIT	JENIS PEMBANGKIT	JENIS B. BAKAR	PEMILIK	KAPASITAS TERPASANG MW	DAYA MAMPU MW
1	Bakaru - 2 x 63	PLTA	-	PLN	126,0	126,0
2	Teppo Sawitto - 3 x 0,52	PLTM	-	PLN	1,6	1,0
3	Bili-Bili - 14+6	PLTM	-	PLN	20,0	18,0
PLTG/U/D Tello :						
4	PLTU Tello - 2 x 12,5	PLTU	MFO	PLN	25,0	8,0
5	Westcan	PLTG	HSD	PLN	14,5	9,0
6	Alstom #1	PLTG	HSD	PLN	21,4	12,0
7	Alstom #2	PLTG	HSD	PLN	20,1	12,0
8	GE - 2 x 33,4	PLTG	HSD	PLN	66,8	55,0
9	Mitsubishi - 2 x 12,6	PLTD	MFO	PLN	25,2	18,0
10	SWD - 2 x 12,4	PLTD	HSD	PLN	24,8	18,0
11	Sengkang Blok I	PLTGU	Gas Alam	Swasta	135,0	135,0
12	Sengkang Blok II	PLTGU	Gas Alam	Swasta	60,0	60,0
13	Suppa	PLTD	MFO	Swasta	64,8	60,0
14	Sewa PLTD Tello	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
JUMLAH					615,1	542,0

SISTEM SELAYAR

NO	NAMA PEMBANGKIT	JENIS PEMBANGKIT	JENIS B. BAKAR	PEMILIK	KAPASITAS TERPASANG MW	DAYA MAMPU MW
1	Daihatsu	PLTD	HSD	PLN	0,50	0,36
2	MTU	PLTD	HSD	PLN	1,06	-
3	Deutz	PLTD	HSD	PLN	2,45	1,78
4	Deutz	PLTD	HSD	PLN	2,45	1,78
JUMLAH					6,46	3,91

Kondisi sebagaimana tersebut diatas sudah berlangsung relatif lama akibat pembangkit PLTU batubara skala besar yang sudah direncanakan masuk sistem tertunda pelaksanaanya, sehingga PLN setempat tidak bisa melayani penyambungan pelanggan baru maupun penambahan daya sesuai kebutuhan. Akibatnya, banyak calon pelanggan baru yang sudah tercatat sebagai daftar tunggu, tetapi hingga kini belum bisa mendapatkan layanan listrik PLN.

Akumulasi daftar tunggu ini sudah sedemikian tinggi sehingga apabila dalam waktu dekat ada pembangkit baru bisa masuk sistem, otomatis akan langsung habis terserap. Daftar ke 28 Gardu Induk (150 kV dan 70 kV), seperti ditunjukkan pada tabel B.9-2.

Tabel B.9-.2. Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama GI	kV	Trafo		MVA
1	GI Tello	150	150/20	30	30
		150	150/30	20	20
		30	30/20	20	20
		IBT	150/70	2 x 31,5	63
		IBT	70/34,5	20	20
2	GI Tallo Lama	150	150/20	2 x 30	60
		IBT	150/70	2 x 31,5	63
3	GI Bontoala	70	150/20	2x20, 1x30	70
4	GI Panakkukang	150	150/20	2 x 30	60
5	GI Tanjung Bunga	150	150/20	30	30
6	GI Sungguminasa	150	150/20	30	30
7	GI Tallasa	150	150/20	20 & 16	36
8	GI Jeneponto	150	150/20	20	20
9	GI Bulukumba	150	150/20	20	20
10	GI Sinjai	150	150/20	20	20
11	GI Bone	150	150/20	2 x 20	40
12	GI Sopeng	150	150/20	2 x 20	40
13	GI Sengkang	150	150/20	30	30
14	GI Sidrap	150	150/20	20	20
15	GI Makale	150	150/20	20	20
16	GI Palopo	150	150/20	2 x 20	40
17	GI Pare - Pare	150	150/20	16	16
18	GI Barru	150	150/20	2 x 5	10
19	GI Pangkep	150	150/20	30	30
		70	70/20	20	20
		IBT	150/70	3 x 31,5	94,5
20	GI Bosowa	150	150/20	2 x 45	90
21	GI Tonasa	70	70/20	3 x 31.5	94,5
22	GI Maros	70	70/20	10	10
23	GI Mandai	70	70/20	2 x 20	40
24	GI Daya	70	70/20	2 x 20	40
25	GI Borongloe	70	70/20	20 & 10	30
26	GI Barawaja	30	30/20	10	10
27	GI Pinrang	150	150/20	16 & 5	21
28	GI Bakarua	150	150/20	20	20
JUMLAH					1278,0
JUMLAH (Tanpa Tonasa+Bosowa)					1093,5

B9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulsel

Secara geografis kota Makassar sebagai ibukota propinsi Sulawesi Selatan berada di tengah Indonesia dan berfungsi sebagai pusat bisnis dan industri serta pintu masuk di KTI (Kawasan Timur Indonesia) sehingga mempunyai posisi yang sangat strategis. Oleh karena itu, kecukupan, keandalan dan mutu pasokan listrik mutlak diperlukan.

Pertumbuhan kebutuhan energi listrik di provinsi Sulawesi Selatan selama 5 tahun terakhir mencapai rata-rata 7,7% per tahun walaupun masih dikendalikan

karena keterbatasan pasokan daya. Pertumbuhan ekonomi selama periode yang sama rata-rata 6,9 % per tahun.

Asumsi

Untuk memproyeksikan kebutuhan energi listrik di provinsi Sulawesi Selatan, digunakan asumsi sebagai berikut :

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 7,5 % per tahun
- Proyeksi pertumbuhan penduduk sebesar 1,32 %
- Susut jaring ditargetkan sebesar 10 % pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,42

Proyeksi Kebutuhan Listrik Sulsel 2010-2019

Memperhatikan realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan mengacu pada asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik provinsi Sulawesi Selatan 2010 – 2019 seperti pada Table B.9-3

Tabel B.9-3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	3.076,4	3.507,9	657,9	1.257.966
2011	3.479,1	3.973,3	744,5	1.301.021
2012	3.925,8	4.489,5	840,3	1.353.031
2013	4.376,4	5.002,4	935,4	1.412.958
2014	4.807,2	5.489,1	1.025,4	1.481.584
2015	5.282,2	6.021,8	1.123,8	1.556.768
2016	5.806,3	6.608,5	1.232,1	1.636.992
2017	6.384,8	7.255,0	1.351,2	1.721.510
2018	7.023,4	7.972,0	1.483,3	1.810.567
2019	7.728,9	8.762,7	1.628,8	1.904.420
Growth	10,8%	10,7%	10,6%	4,7%

B9.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Sulawesi Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Sulawesi Selatan terdapat beberapa jenis sumber energi primer, salah satunya berupa energi air yang bisa dikembangkan menjadi PLTA mencapai 1.836 MW dan menjadi PLTM sebesar 80 MW. Selain itu, terdapat potensi gas alam yang berada di Kabupaten Wajo dengan cadangan terukur sebesar 377,3 BSCF atau setara dengan 400 MW dan baru dimanfaatkan untuk PLTGU sebesar 195 MW. Di beberapa Kabupaten di Sulawesi Selatan mempunyai potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 5,2 juta ton.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi geografis kota besar di Sulawesi Selatan berada di bagian selatan, sehingga sebaran konsumen dominan berada di bagian selatan. Sementara disisi lain, potensi energi primer sebagian besar berada di bagian utara Propinsi. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri bagi penyediaan pembangkit listrik di Sulawesi Selatan menyangkut penyaluran listrik dari pusat-pusat pembangkit di utara ke beban dominan di selatan.

Dimasa yang akan datang akan banyak dilakukan pembangunan tambahan pembangkit baru mendekati pusat beban di selatan yaitu PLTU batubara di Takalar dan Jeneponto, dijadwalkan beroperasi pada tahun 2013/14. Selain itu, direncanakan dibangun beberapa pembangkit antara lain PLTA Bakar-II, PLTA Malea dan PLTA Bonto Batu baik oleh PLN maupun IPP.

Proyek IPP yang sudah ada kontrak (PPA) dengan PLN yaitu PLTU Bosowa Jeneponto 2 x 100 MW dan PLTA Poso (Sulawesi Tengah) harus segera diselesaikan pembangunannya, karena akan menjadi sumber utama pasokan bagi Sulawesi Selatan. Daya yang akan disalurkan mencapai 145 MW. Kondisi kekurangan daya akan terjadi pada 2013 apabila proyek PLTU Bosowa dan PLTA Poso mengalami pengunduran jadwal operasi dari rencana semula.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Provinsi Sulsel sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.416 MW, dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.9-4 berikut:

**Tabel B.9-4 Pengembangan Pembangkit Sistem Sulselbar
Berlokasi Di Provinsi Sulawesi Selatan**

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Selayar	PLN	PLTD	2 x 1	2010	Rencana
2	Sulsel Barru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 50	2011	On Going
3	Ratelimbong-Kolaka	PLN	PLTM	2 x 1,2	2012	On Going
4	Sabilambo-Kolaka	PLN	PLTM	2 x 2	2012/18	On Going
5	Sulsel Baru	PLN	PLTG	5 x 50	2012-2019	Rencana
6	Takalar - Eks Spanyol (FTP2)	PLN	PLTU	2 x 100	2014	Rencana
7	Bakaru II	PLN	PLTA	2 x 63	2019	Rencana
8	Ranteballa	Swasta	PLTM	2 x 1,2	2010	On Going
9	Sengkang, Op. Cycle	Swasta	PLTGU	1 x 60	2010	Negosiasi
10	Manipi/Tangka I	Swasta	PLTM	1 x 3,5	2011	On Going
11	Manipi/Tangka II	Swasta	PLTM	1 x 7,5	2011	On Going
12	Sengkang-ST-Cycle	Swasta	PLTGU	1 x 60	2011	Negosiasi
13	Sulsel - 1 (Jeneponto)	Swasta	PLTU	2 x 100	2012/13	PPA Terkendala
14	Selayar	Swasta	PLTU	2 x 4	2014	Rencana
15	Sulsel - 3 (Takalar)	Swasta	PLTU	2 x 100	2014/15	Negosiasi
16	Bonto Batu	Swasta	PLTA	2 x 50	2016	Rencana
17	Malea	Swasta	PLTA	2 x 45	2016	Negosiasi
Total Kapasitas				1415,8		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Selain pengembangan pembangkit yang berlokasi di Sulawesi Selatan, terdapat rencana pembangunan pembangkit baru yaitu PLTA Poso dan PLTGU Senoro di

Sulawesi Tengah yang sebagian energi listriknya disalurkan ke sistem Sulselbar melalui transmisi 275 kV interkoneksi ke sistem 150 kV eksisting di Palopo.

Selain sistem besar, terdapat sistem Selayar yang terpisah dari daratan utama Sulawesi, mempunyai sistem kelistrikan sendiri dan untuk memenuhi kebutuhan serta dalam rangka menurunkan biaya pokok produksi, maka dikembangkan beberapa pembangkit sebagaimana tertuang dalam Tabel B.8-4 tersebut

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Posisi sumber energi primer dan pusat beban yang relatif jauh, maka pengembangan transmisi diarahkan pada penggunaan tegangan 275 kV dan 150 kV. Secara keseluruhan sampai dengan 2019, transmisi yang akan dibangun sepanjang 1.538 km sirkit pada berbagai rute dengan kebutuhan dana sekitar 167 Juta USD. Rute rencana transmisi yang akan dibangun sebagaimana terdapat pada table B.9-5.

Tabel B.9-5. Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Sidrap	Maros (New)	150 kV	2 cct, 2xZebra	260	25,61	2010
2	Maros (New)	Sungguminasa	150 kV	2 cct, 2xZebra	80	7,88	2010
3	Sengkang	Sidrap	150 kV	2 cct, 2xZebra	70	6,90	2010
4	PLTU Perpres - Barru	Incomer 2 phi	150 kV	4 cct, Hawk, 240 mm	9,2	0,51	2010
5	Siwa/Keera (New)	Sengkang	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	130	8,80	2011
6	Wotu	Palopo	275 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	240	54,02	2011
7	PLTU Bosowa - Jeneponto	TIP. 57	150 kV	2 cct, 2xZebra	20	1,97	2012
8	PLTU Bosowa - Jeneponto	TIP. 57	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	20	1,11	2012
9	Tallo Lama (loop)	Bontoala (loop)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	9	0,50	2012
10	Tallo Lama (Uprating Cond)	Tello (uprating cond)	150 kV	2 cct, TACSR	14	0,78	2012
11	PLTU Takalar	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, 2xZebra	80	8,86	2012
12	Siwa/Keera	Palopo	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	170	11,51	2012
13	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	70	3,88	2013
14	Daya Baru	Inc. 1 phi (Maros-Sminasa)	150 kV	2 cct, 2xZebra	2	0,20	2014
15	KIMA Makassar (New)	Inc. 1 phi (Pangkep-Tello)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	2	0,12	2015
16	PLTA Bontobatu	Inc. 1 phi (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	2	0,11	2016
17	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2,03	2016
18	PLTA Bakaru II	Sidrap	150 kV	2 cct, 2xZebra	300	29,55	2017
19	Panakukang baru	Inc. 1 phi (Maros-Sminasa)	150 kV	2 cct, 2xZebra	24	2,36	2018
20	Kajuara - (New)	Inc. 1 phi (Sinjai-Bone)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	0,33	2019
Jumlah					1538,2	167,03	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Seiring dengan pembangunan transmisi tersebut diatas serta untuk menyalurkan listrik ke beban, diperlukan pembangunan gardu induk baru di 9 lokasi dengan kapasitas total 420 MVA selama kurun waktu 2010-2019. Gardu induk tersebut akan diinterkoneksi ke sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat. Diharapkan penambahan gardu induk ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru dan meningkatkan keandalan penyaluran.

Keberadaan gardu induk baru pada lokasi dimana PLTD berada, akan dapat mengurangi peran PLTD sebagai pasokan utama dan digantikan dari sistem interkoneksi. Dengan demikian, biaya pokok produksi akan bisa diturunkan.

Sampai dengan tahun 2019 total penambahan kapasitas trafo GI sebesar 2.290 MVA sebagaimana terdapat pada Tabel B.9-6.

Tabel B.9-6. Pembangunan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Maros - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3,85	2010
2	Tello	150/20 kV	Extension	60	2,10	2010
3	Bontoala (Upr.150 kV) - (GI Baru)	150/20 kV	New	60	2,10	2010
4	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	30	1,39	2010
5	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1,39	2010
6	Sengkang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2010
7	Mandai	70/20 kV	Extension	20	0,00	2011
8	Daya	70/20 kV	Extension	30	0,00	2011
9	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2,10	2011
10	Bontoala	150/20 kV	Extension	60	2,10	2011
11	Borongloe	70/20 kV	Extension	20	0,00	2011
12	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2,10	2011
13	Pare-pare	150/20 kV	Extension	30	0,00	2011
14	Barru	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
15	Pinrang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
16	Soppeng	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
17	Siwa/Keera - (GI Baru)+2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2011
18	Bulukumba	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
19	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
20	Pangkep	150/20 kV	Extension	30	1,39	2012
21	Bone	150/20 kV	Extension	30	1,39	2012
22	Jeneponto	150/20 kV	Extension	30	1,39	2012
23	Makale	150/20 kV	Extension	30	1,39	2012
24	Palopo + Ext 2 LB	150/20 kV	Extension	30	2,62	2012
25	Maros	150/20 kV	Extension	60	2,10	2013
26	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2,10	2013
27	Daya Baru - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	60	3,34	2014
28	Tello	150/20 kV	Extension	60	2,10	2014
29	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2,10	2014
30	KIMA Makassar - (GI baru) + 2 LB	150/20 kV	New	60	3,34	2015
31	Bontoala	150/20 kV	Extension	60	2,10	2015
32	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1,39	2015
33	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
34	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
35	Borongloe	70/20 kV	Extension	30	1,26	2016
36	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
37	Pinrang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2016
38	Bulukumba	150/20 kV	Extension	30	1,39	2016
39	SY PLTA Bontobatu/Enrekang + 2LB	150/20 kV	New	30	2,62	2016
40	Bone	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
41	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
42	Pangkep	150/20 kV	Extension	60	2,10	2018
43	Tello	150/20 kV	Extension	60	2,10	2018
44	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	60	2,10	2018
45	Bontala - GIS II - (GI baru)	150/20 kV	New	60	2,10	2018
46	Panakkukang baru/Antang + 2 LB	150/20 kV	New	60	3,34	2018
47	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	0,00	2018
48	Daya Baru	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
49	Maros	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
50	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2,10	2019
51	Bone	150/20 kV	Extension	30	1,39	2019
52	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	1,39	2019
53	Kajuara - GI New + 2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2019
54	Kajuara	150/20 kV	Extension	30	1,39	2019
Jumlah				2290	116,89	

Pengembangan Distribusi.

Sesuai prakiraan kebutuhan listrik seperti tersebut di atas, sampai dengan tahun 2019 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru 756.020 pelanggan atau

rata-rata 75.602 pelanggan setiap tahun. Penambahan pelanggan tersebut akan menyebabkan kenaikan beban puncak menjadi 2,8 kali lipat dalam kurun waktu 10 tahun dari 570 MW pada tahun 2009 menjadi 1.629 MW di tahun 2019.

Dalam menunjang kota Makassar sebagai kota metropolitan, akan dioperasikan 3 (tiga) pulau sebagai pusat hiburan, sehingga membutuhkan pasokan listrik yang cukup besar dari gardu induk Tanjung Bunga dan gardu induk Tallo Lama.

Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah 9.953 kms, jaringan tegangan rendah 12.725 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 1.191 MVA, seperti dalam Tabel B.9-7.

Tabel B.9-7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	888,2	1.049,4	87,9	35.395
2011	934,4	1.103,4	97,3	43.285
2012	968,0	1.189,2	107,7	53.725
2013	895,5	1.137,2	108,8	63.901
2014	806,0	1.057,9	101,3	74.362
2015	888,6	1.167,4	111,7	83.351
2016	980,0	1.288,6	123,3	90.601
2017	1.081,2	1.423,0	136,2	96.938
2018	1.193,3	1.572,0	150,5	103.669
2019	1.317,5	1.737,1	166,3	110.792
2010-2019	9.952,5	12.725,1	1.190,9	756.020

B9.4 Ringkasan

Dalam rangka memenuhi proyeksi kebutuhan listrik di Propinsi Sulawesi selatan dalam periode 2010–2019 dibutuhkan tambahan fasilitas kelistrikan berupa pembangkit sebesar 1.415,8 MW, penambahan jaringan transmisi sepanjang 1.538 km sirkit dan gardu induk sebesar 2.290 MVA. Dana investasi yang diperlukan sebesar USD 2.488,0 juta sesuai Tabel B.9-8.

Tabel B.9-8. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	3.076	3.508	658	62	240	419	159,7
2011	3.479	3.973	744	172	460	370	326,0
2012	3.926	4.489	840	204	150	313	285,4
2013	4.376	5.002	935	150	180	70	223,5
2014	4.807	5.489	1.025	308	180	2	482,8
2015	5.282	6.022	1.124	100	150	2	187,5
2016	5.806	6.609	1.232	190	300	32	211,0
2017	6.385	7.255	1.351		60	300	82,7
2018	7.023	7.972	1.483	102	330	24	267,4
2019	7.729	8.763	1.629	126	320	6	261,9
Jumlah	51.890	59.082		1.415	2.370	1.538	2.488,0

LAMPIRAN B.10

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

B10.1 Kondisi kelistrikan Saat Ini

Pasokan kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara (Sultra) saat ini berasal dari PLTD dan PLTM yang terhubung dalam sistem 20 kV dan beberapa PLTD yang beroperasi secara isolated. Peta kelistrikan saat ini dan rencana sistem Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Gambar-1.



Gambar-1

Provinsi Sulawesi Tenggara dipasok dari pembangkit yang masuk sistem 20 kV dengan kapasitas terpasang 99,7 MW dan daya mampu sekitar 78,5 MW (belum termasuk sistem-sistem isolated). Beban puncak Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan Februari 2010 sebesar 93 MW.

Rincian pembangkit terpasang pada sistem interkoneksi 20 KV adalah seperti ditunjukkan pada Tabel B.10-1.

Tabel B.10-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang *)

NO	NAMA PEMBANGKIT	JENIS PEMBANGKIT	JENIS B. BAKAR	PEMILIK	KAPASITAS TERPASANG MW	DAYA MAMPU MW
KENDARI						
1	PLTD Wua-wua	PLTD	HSD & MFO	PLN	24,0	19,1
2	PLTD Poasia	PLTD	MFO	PLN	14,3	12,5
3	PLTD Lambuya	PLTD	HSD	PLN	2,4	1,8
4	Perusda Lambuya	PLTD	HSD	Swasta	5,1	3,6
5	Sewa PLTD Kendari-1	PLTD	HSD	Swasta	6,0	6,0
6	Sewa PLTD Kendari-2	PLTD	HSD	Swasta	5,0	5,0
					56,8	48,0
KOLAKA						
7	PLTD Kolaka	PLTD	HSD	PLN	11,4	7,1
					11,4	7,1
RAHA						
8	PLTD Raha	PLTD	HSD	PLN	8,0	4,8
9	Sewa PLTD Raha	PLTD	HSD	Swasta	3,0	3,0
					11,0	7,8
BAU-BAU						
10	PLTD Bau	PLTD	HSD	PLN	11,2	7,5
11	PLTM Winning	PLTM	-	PLN	1,6	1,5
12	Sewa PLTD Bau-Bau	PLTD	HSD	Swasta	5,0	5,0
					17,8	14,0
WANGI-WANGI						
13	PLTD Wangi-wangi	PLTD	HSD	PLN	2,6	1,6
					2,6	1,6
JUMLAH					99,7	78,5

*) belum termasuk pembangkit di sistem-sistem isolated kecil

B10.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sultra

Kendari, Kolaka, Bau-Bau dan Wangi-Wangi adalah kota-kota di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Ibukota Provinsi Sulawesi Tenggara adalah Kendari, dan Kolaka di kabupaten Kolaka, mengalami defisit penyediaan tenaga listrik dalam 2 tahun terakhir. Sementara Wangi-Wangi yang merupakan pintu masuk di Kepulauan Wakatobi, di mana pariwisata cukup berkembang dengan pesat. Di tempat tersebut terdapat Taman Nasional Laut Wakatobi yang terkenal karena terumbu karangnya yang sangat indah, serta untuk aktivitas menyelam (diving), dan memancing bagi wisatawan baik lokal maupun mancanegara, belum mengalami krisis listrik, demikian juga Bau-Bau dan Raha

Realisasi pertumbuhan ekonomi propinsi Sulawesi Tenggara selama kurun waktu tahun 2005–2009 (5 tahun terakhir) bertumbuh rata-rata sebesar 7,7 % per tahun, sedangkan pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama, meningkat rata-rata sekitar 8,9 % per tahun (dengan pertumbuhan yang

dikendalikan karena keterbatasan daya), tingkat pertumbuhan ini akan semakin besar jika pertumbuhan ini dibiarkan tanpa dikendalikan.

Rasio elektrifikasi saat ini sebesar 38 %, sehingga masih banyak potensi pelanggan baru baik rumah tangga maupun bisnis, yang membutuhkan pasokan listrik yang cukup.

Asumsi

Untuk memproyeksikan kebutuhan listrik di propinsi Sulawesi Tenggara, digunakan asumsi sebagai berikut:

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata 7,5 % per tahun
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 2,77 % pertahun
- Susut jaring ditargetkan sebesar 10 % pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,59

Proyeksi Kebutuhan Listrik Sulawesi Tenggara 2010-2019

Memperhatikan realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya termasuk adanya daftar tunggu yang cukup besar, dan dengan mengacu pada asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik propinsi Sulawesi Tenggara dapat dilihat pada table B.10-2. Beban puncak di Sulawesi Tenggara akan meningkat dari 93 MW pada tahun 2009 menjadi 299 MW di tahun 2019, demikian pula pemakaian energi pada tahun 2009 sebesar 327 GWh akan meningkat menjadi 1.055 GWh pada tahun 2019 atau bertumbuh rata-rata 11,8 %.

Tabel B.10-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	387,7	442,2	111,5	204.761
2011	454,4	519,0	130,7	211.270
2012	527,0	602,6	151,6	220.765
2013	606,0	692,7	174,1	234.033
2014	664,0	758,2	190,4	250.516
2015	727,8	829,8	208,1	270.753
2016	798,1	908,4	227,6	294.319
2017	875,6	995,0	249,1	320.773
2018	961,0	1.090,8	272,8	350.299
2019	1.055,2	1.196,4	298,9	383.064
Growth	11,8%	11,7%	11,6%	7,2%

B10.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer di Propinsi Sulawesi Tenggara berupa energi air dengan potensi PLTA sebesar 266 MW dan potensi PLTM sebesar 16,9 MW. Dari beberapa potensi energi air, PLN akan membangun PLTA Konawe dengan

kapasitas 50 MW untuk memasok interkoneksi Kolaka – Kendari – Raha serta membangun beberapa PLTM.

Selain potensi energi air, terdapat potensi panas bumi. Potensi energi primer ini berada di Konawe/Kendari dan Kolaka, yang pemanfaatannya melalui pembangunan PLTP Mangolo di Kolaka dan PLTP Laenia di Kendari.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di propinsi Sulawesi Tenggara, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan energi listrik selama 10 tahun ke depan sampai dengan tahun 2019, akan dibangun tambahan pembangkit di Propinsi Sulawesi Tenggara sebesar 277,8 MW, yang terhubung ke grid 150 kV maupun 20 kV.

Beberapa pembangkit yang akan dibangun di Provinsi Sulawesi Tenggara antara lain PLTU batubara Kendari 2 x 25 MW (Perpres 1/2010) oleh IPP/swasta, yang diperkirakan beroperasi pada tahun 2013. Mengingat tidak tersedianya potensi batubara di Provinsi Sulawesi Tenggara, maka kebutuhan batubara untuk PLTU Batubara ini akan dipasok dari luar provinsi.

Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada Tabel B10-3.

Tabel B.10-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Kendari - Nii Tanasa (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 10	2010/11	On Going
2	Rongi	PLN	PLTM	1 x 0,8	2012	On Going
3	Raha	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
4	Wangi-Wangi	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
5	Bau-Bau (rencana)	PLN	PLTU	2 x 10	2014/15	Rencana
6	Raha	PLN	PLTD	1 x 3	2015	Rencana
7	Konawe	PLN	PLTA	2 x 25	2016/17	Rencana
8	Wangi-Wangi	PLN	PLTD	1 x 2	2018	Rencana
9	Kolaka	Swasta	PLTU	2 x 10	2012	Rencana
10	Bau-Bau (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 10	2013	Rencana
11	Kendari Baru I (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 25	2013	Rencana
12	Mangolo	Swasta	PLTP	2 x 5	2014	Rencana
13	Lainea	Swasta	PLTP	2 x 10	2015	Rencana
14	Kendari Baru II	Swasta	PLTU	2 x 25	2017	Rencana
Total Kapasitas				277,8		

Direncanakan pada tahun 2013 sistem Sulselbar akan memasok Propinsi Sultra melalui transmisi interkoneksi dari Wotu ke Kendari.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangunan Transmisi di Provinsi Sulawesi Tenggara dimulai pada tahun 2010, yaitu dari PLTU Perpres 1/Nii Tanasa 2 x 10 MW ke kota Kendari melalui transmisi 70 kV. Selanjutnya pada tahun 2013, akan dilakukan pembangunan transmisi dari Malili menuju ke Lasusua, Kolaka, Unaaha, Kendari dan Raha, melalui transmisi 150 kV. Pembangunan transmisi ini akan menghubungkan sistem Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat dengan sistem Sulawesi Tenggara. Total pembangunan transmisi sepanjang 1.094 kms dengan kebutuhan dana sebesar USD 61,17 juta seperti dalam Tabel B.10-4.

Tabel B.10-4. Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTU Perpres - Kendari	Kendari	70 kV	2 cct, Ostrich	24	1,89	2010
2	PLTU Kolaka (FTP 2)	Kolaka	150 kV	2 cct, 2xHawk	20	1,11	2012
3	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, 2xHawk	70	3,88	2013
4	Malili (New)	Lasusua (New)	150 kV	2 cct, 2xHawk	240	13,30	2013
5	Lasusua (New)	Kolaka (New)	150 kV	2 cct, 2xHawk	270	14,96	2013
6	Kolaka (New)	Unaaha (New)	150 kV	2 cct, 2xHawk	120	6,65	2013
7	Unaaha (New)	Kendari (New)	150 kV	2 cct, 2xHawk	150	8,31	2013
8	Kendari (new)	Raha (new)	150 kV	2 cct, 2xHawk	170	9,42	2013
9	PLTU Kendari (FTP 2)	Kendari	150 kV	2 cct, 2xHawk	30	1,66	2013
Jumlah					1094	61,17	

Pengembangan Gardu Induk

Pada kurun waktu antara tahun 2010 hingga 2013 diproyeksikan akan dilaksanakan pembangunan gardu Induk baru 150/20 kV dan 70/20 kV termasuk penambahan kapasitas trafo, total sebesar 633 MVA di Lasusua, Kendari, Kolaka, Kendari, Wotu, Malili dan Unaaha dengan total biaya mencapai USD 43,85 juta. Gardu Induk tersebut akan terinterkoneksi ke Sistem Sulselbar. Diharapkan dengan interkoneksi ini, dapat meningkatkan pelayanan kepada konsumen dan menurunkan biaya pokok penyediaan tenaga listrik serta untuk mengurangi penggunaan mesin diesel seperti yang ditampilkan dalam Tabel B10-5.

Tabel B.10-5. Pembangunan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Kendari - (GI baru) + 2 LB	70/20 kV	New	30	4,60	2010
2	Nii Tanasa - (GI baru) + 2 LB	70/20 kV	New	10	1,26	2010
3	Kendari	70/20 kV	Extension	30	1,26	2011
4	Nii Tanasa	70/20 kV	Extension	10	0,00	2011
5	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2012
6	Kendari - (GI Baru 150 kV) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2012
7	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3,85	2013
9	Unahaa - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3,85	2013
10	Unaaha	150/20 kV	Extension	30	1,39	2013
12	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	63	0,00	2013
13	Raha - (GI Baru) - 2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2013
14	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2,62	2013
15	Malili - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	3,85	2013
16	Kolaka	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
17	Raha	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
18	Raha	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
19	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2,10	2016
20	Unahaa	150/20 kV	Extension	60	2,10	2017
21	Nii Tanasa	70/20 kV	Extension	20	0,00	2018
22	Malili	150/20 kV	Extension	20	0,00	2019
Jumlah				633	43,85	

Pengembangan Jaringan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik Propinsi Sulawesi Tenggara pada kurun waktu 2010 sampai 2019, diperkirakan penambahan pelanggan baru sebesar 125.901 pelanggan atau rata-rata 12.590 pelanggan setiap tahunnya. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu : jaringan tegangan menengah (JTM) sepanjang 1.204 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 1.778 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 166 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B.10-6. berikut.

Tabel B.10-6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	107,5	146,6	12,3	5.894
2011	113,1	154,2	13,6	7.208
2012	117,1	166,2	15,0	8.947
2013	108,4	158,9	15,2	10.642
2014	97,5	147,8	14,1	12.384
2015	107,5	163,1	15,6	13.881
2016	118,6	180,0	17,2	15.088
2017	130,8	198,8	19,0	16.143
2018	144,4	219,6	21,0	17.264
2019	159,4	242,7	23,2	18.450
2010-2019	1.204,3	1.778,0	166,4	125.901

B10.4 Pembangunan Sistem Transmisi di Kendari

Kendari tahun 2010 pertama kali mengoperasikan jaringan transmisi 70 kV dari PLTU Perpres-1 berbahan bakar batubara menuju ke kota Kendari. Adanya pembangkit baru dan transmisi ini diharapkan kebutuhan listrik di Kendari yang selama ini tertahan, bisa segera dipenuhi. Oleh karena itu, keberhasilan operasi PLTU dan transmisi ini sangat penting dan strategis bagi masyarakat di Kendari.

Untuk mendukung keberhasilan tersebut, diperlukan komitmen dan dukungan yang serius dari semua pihak terkait, termasuk kesiapan disisi distribusi 20 kV. Juga kesiapan SDM yang akan mengoperasikan sistem kendari secara keseluruhan.

B10.5 Rangkuman

Rangkuman proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi propinsi Sulawesi Tenggara tahun 2010 sampai dengan 2019 adalah seperti pada Tabel B.10-7.

Tabel B.10-7. Rangkuman

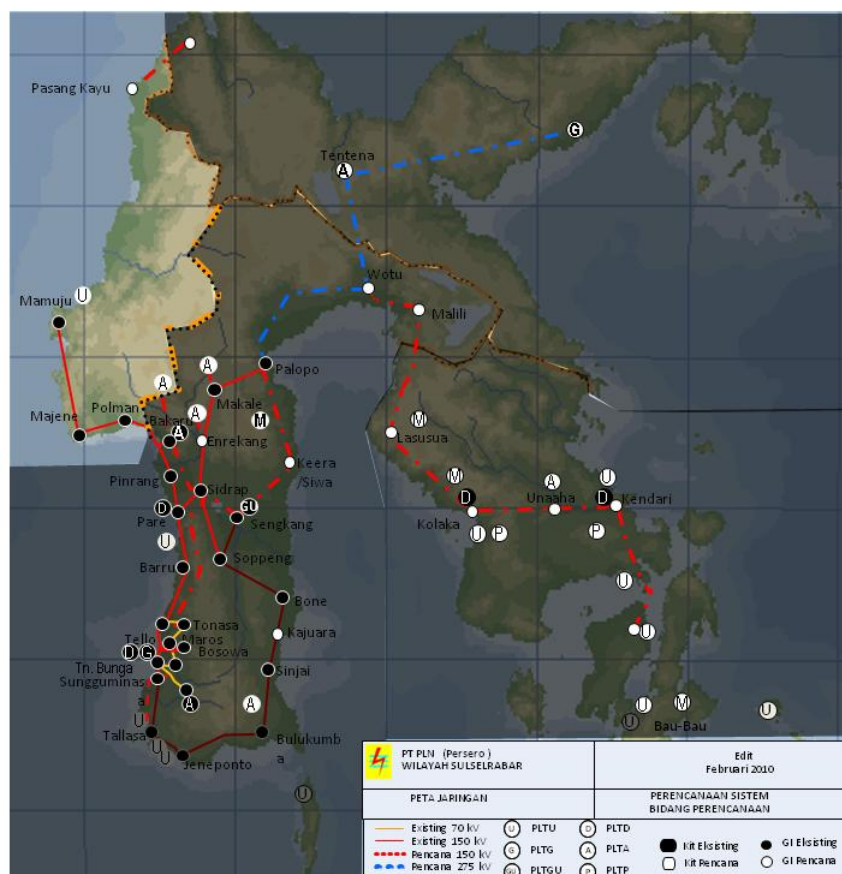
Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	388	442	111	10	40	24	12,4
2011	454	519	131	11	40		33,6
2012	527	603	152	32	60	20	77,6
2013	606	693	174	70	243	1.050	203,7
2014	664	758	190	20	90		37,1
2015	728	830	208	33			64,2
2016	798	908	228	25	60		45,7
2017	876	995	249	75	60		134,3
2018	961	1.091	273	2	20		9,1
2019	1.055	1.196	299		20		8,1
Jumlah				278	633	1.094	625,8

LAMPIRAN B.11

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI BARAT

B11.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Kebutuhan energi listrik Provinsi Sulawesi Barat (Sulbar) saat ini dipasok dari 3 Gardu Induk 150 kV (Polmas, Majene dan Mamuju) yang sudah terinterkoneksi dengan sistem Sulawesi Barat. Energi listrik yang mensuplai gardu induk tersebut dipasok dari beberapa pembangkit yang terhubung pada sistem kelistrikan Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat (Sulselbar). Selain itu terdapat pembangkit skala kecil yang beroperasi pada sistem isolated. Peta kelistrikan Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar-1

Kapasitas terpasang ke 3 gardu induk tersebut saat ini sebesar 60 MVA. Untuk beban isolated, yang belum tersambung ke grid sistem, masih disuplai dari PLTD.

Beban puncak seluruh propinsi Sulbar sebesar 30 MW. Adapun pembangkit yang beroperasi secara isolated pada saat ini sesuai table B.11-1.

Tabel B.11-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

NO	NAMA PEMBANGKIT	JENIS PEMBANGKIT	JENIS B. BAKAR	PEMILIK	KAPASITAS TERPASANG MW	DAYA MAMPU MW
1	GRID 20 kV SIST. SULSELBAR PLTD Mamuju	PLTD	HSD	PLN	3,79	2,47
					3,79	2,47
2	PLTD ISOLATED PLTD Mambi PLTD Babana PLTD Topoyo PLTD Karossa PLTD Baras PLTD Pasang kayu PLTD sarjo	PLTD	HSD	PLN	0,24	0,12
3		PLTD	HSD	PLN	0,16	0,15
4		PLTD	HSD	PLN	0,60	0,49
5		PLTD	HSD	PLN	0,39	0,41
6		PLTD	HSD	PLN	0,48	0,41
7		PLTD	HSD	PLN	1,30	0,75
8		PLTD	HSD	PLN	0,14	0,12
					3,31	2,45
JUMLAH					7,10	4,92

B11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulbar

Provinsi Sulawesi Barat sebagai provinsi baru yang lahir pada tahun 2003, dengan ibukota Mamuju, merupakan daerah yang sedang berkembang. Dengan rasio elektrifikasi sebesar 36 %, maka masih terdapat banyak calon pelanggan rumah tangga yang membutuhkan pasokan listrik.

Tingkat pertumbuhan kebutuhan energi listrik di Provinsi Sulawesi Barat 5 tahun terakhir (2005–2009) meningkat rata-rata sebesar 9,6 % per tahun (dengan pertumbuhan yang dikendalikan karena keterbatasan daya), sedangkan pertumbuhan ekonomi selama periode yang sama meningkat rata-rata sebesar 6,6 % per tahun.

Asumsi

Asumsi yang digunakan untuk memproyeksikan kebutuhan energi listrik di Sulawesi Barat adalah sebagai berikut:

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 7,0 % per tahun
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,32 % pertahun
- Susut jaring ditargetkan sebesar 10 % pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,73

Proyeksi Kebutuhan Listrik Sulbar 2010-2019

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi seperti tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 dapat dilihat pada tabel B.11-2.

Tabel B.11-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Propinsi Sulawesi Barat

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	126,8	145,1	35,7	96.165
2011	148,3	169,9	41,7	100.371
2012	172,0	197,4	48,4	105.605
2013	190,7	218,7	53,6	111.792
2014	211,3	242,1	59,2	119.059
2015	234,2	267,9	65,5	127.181
2016	259,6	296,5	72,4	135.939
2017	287,8	328,1	80,0	145.387
2018	319,0	363,3	88,5	155.586
2019	353,6	402,3	97,9	166.600
Growth	12,1%	12,0%	11,9%	6,3%

B11.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Provinsi Sulawesi Barat berupa energi air. Potensi PLTA sebesar 1.068 MW sedangkan potensi PLTM sebesar 37,3 MW. Dari beberapa potensi PLTA dan PLTM tersebut maka PLN akan membangun PLTA Poko 2 x 117 MW, direncanakan beroperasi dan masuk grid sistem 150 kV pada tahun 2019/2020.

Selain PLTA Poko, akan dibangun PLTU Batubara di Mamuju 2 x 7 MW (Perpres No. 02/2010), yang direncanakan beroperasi pada tahun 2012. Mengingat tidak terdapat potensi batubara di Provinsi Sulawesi Barat, maka kebutuhan energi primer PLTU ini akan dipasok dari luar Provinsi.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, maka diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi, sebagai berikut :

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, di propinsi Sulawesi Barat direncanakan pembangunan kapasitas pembangkit sebesar 139 MW, yang terkoneksi ke grid 150 kV sistem Sulselbar, diantaranya adalah PLTM yang didanai oleh APBN, dan PLTU serta PLTA dengan perincian seperti pada Tabel B.11-3. Dengan daya pembangkitan sebesar 175 MW sampai tahun 2019 dan beban puncak sebesar 98 MW, maka diperkirakan Provinsi Sulbar akan memasok kelebihan daya ke sistem Sulawesi Selatan.

Tabel B.11-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Balla	PLN	PLTM	1 x 1	2010	On Going
2	Bonehau	PLN	PLTM	2 x 2	2010	On Going
3	Budong-Budong	PLN	PLTM	2 x 1	2010	On Going
4	Kalukku	PLN	PLTM	2 x 0.5	2010	On Going
5	Mamuju (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 25	2014	Rencana
6	Poko	PLN	PLTA	1 x 117	2019	Rencana
Total Kapasitas				175.0		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit dan untuk menjangkau pusat beban yang relative jauh, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV sepanjang 90 kms dari Silae ke Pasang kayu dan dari PLTA Poko ke Bakarui 40 kms yang diproyeksikan beroperasi pada tahun 2013 dan 2018, dengan kebutuhan dana sekitar USD 8,93 Juta, sebagaimana terdapat pada table B.11-4.

Tabel B.11-4. Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	90	4,99	2014
2	PLTA Poko	Bakaru	150 Kv	2 cct, 2xZebra, 2x430 mm	40	3,94	2018
Jumlah					130	8,93	

Pengembangan Gardu Induk

Untuk melayani pertambahan konsumen sekaligus menghubungkan sistem kelistrikan Pasangkayu yang saat ini beroperasi secara isolated ke sistem kelistrikan Palu, pada tahun 2013 direncanakan pembangunan gardu induk baru 150 kV di Pasangkayu yang terhubung dari GI Silae di kota Palu Sulawesi Tengah dengan kapasitas 20 MVA, sebagaimana terdapat pada table B.11-5.

Selanjutnya, untuk menambah keandalan dan kebutuhan konsumen di Sulawesi Barat diperlukan juga tambahan trafo pada GI eksisting dengan menambah unit trafo sebesar 90 MVA, seperti pada tabel tersebut.

Tabel B.11-5. Pembangunan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Polmas	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
2	Majene	150/20 kV	Extension	30	1,39	2011
3	Pasangkayu	150/20 kV	New	20	1,30	2014
4	Mamuju	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
Jumlah				110	5,5	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan prakiraan kebutuhan energy listrik di Provinsi Sulawesi Barat, selama periode 2010-2019 akan ada tambahan sambungan baru sekitar 57.240 pelanggan atau rata-rata 5.724 pelanggan setiap tahunnya. Akibatnya, beban puncak pada 2019 akan menjadi sekitar 3 kali lipat dibanding beban puncak tahun 2009 yaitu naik dari 30 MW menjadi 98 MW di tahun 2019.

Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari : jaringan tegangan

menengah (JTM) sepanjang 398 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 658 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 62 MVA, seperti dalam Tabel B.11-6.

Tabel B.11-6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	35,5	54,3	4,5	2.680
2011	37,4	57,1	5,0	3.277
2012	38,7	61,5	5,6	4.068
2013	35,8	58,8	5,6	4.838
2014	32,3	54,7	5,2	5.630
2015	35,6	60,4	5,8	6.311
2016	39,2	66,7	6,4	6.860
2017	43,3	73,6	7,0	7.339
2018	47,8	81,3	7,8	7.849
2019	52,7	89,8	8,6	8.388
2010-2019	398,3	658,2	61,6	57.240

B11.4 Pemenuhan Pasokan di Sulawesi Barat

Sulawesi Barat adalah Propinsi baru yang mulai terbentuk pada 5 Oktober 2004 dan merupakan pemekaran dari Propinsi Sulawesi Selatan. Sejak itu, Pemerintah Sulawesi Barat mulai lebih giat untuk mengembangkan daerahnya, termasuk meningkatkan perekonomian dan kesejahteraan rakyatnya. Akibatnya, kebutuhan listrik di Sulawesi Barat meningkat dengan pesat dan PLN setempat tidak bisa melayani seluruh kebutuhan yang ada. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, diperlukan pembangunan sarana ketenagalistrikan agar ketersediaan listrik dalam jumlah yang cukup bisa terpenuhi.

Mengacu pada kondisi beban yang ada serta prakiraan kebutuhan dimasa depan, sistem kelistrikan di Sulawesi Barat bisa dipenuhi dari sistem interkoneksi Sulawesi Selatan – Sulawesi Barat (Sulselbar). Pembangunan transmisi 150 kV kearah Mamuju termasuk yang menuju ke arah Palu melalui Pasang Kayu menjadi sangat penting dan strategis.

Melihat potensi energy setempat yang cukup besar, kedepan direncanakan dibangun PLTA antara lain PLTA Poko untuk memasok kebutuhan di sistem interkoneksi Sulselbar. Selain itu, ada indikasi potensi air yang lebih besar di sungai Karama dan bisa dikembangkan menjadi PLTA, namun perlu kajian lebih lanjut sebelum direncanakan untuk dibangun.

Mengingat ketersediaan listrik sangat penting dan strategis bagi masyarakat di Sulbar, maka proyek pembangkit dan transmisi yang sudah direncanakan perlu didorong agar bisa berjalan sesuai jadwal.

B11.5 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas sistem ketenagalistrikan dan kebutuhan investasi di provinsi Sulawesi Barat tertuang dalam tabel B.11-7.

Tabel B.11-7. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	127	145	36	8			20,9
2011	148	170	42		60		4,6
2012	172	197	48				2,0
2013	191	219	54				1,9
2014	211	242	59	50	30	90	96,2
2015	234	268	65				2,0
2016	260	297	72				2,2
2017	288	328	80				2,5
2018	319	363	89			40	6,6
2019	354	402	98	117			178,5
Jumlah	2.303	2.631		175	90	130	317,4

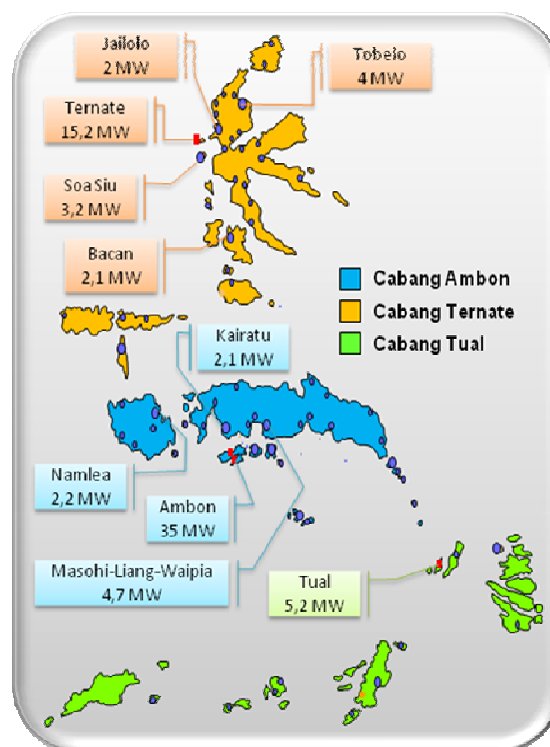
LAMPIRAN B.12

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

B12.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku saat ini terdiri dari 9 sistem kelistrikan yang berbeban puncak diatas 1 MW yaitu sistem Ambon, sistem Masohi, sistem Kairatu, sistem Piru, sistem Namlea, sistem Saparua, sistem Tual, sistem Dobo dan sistem Saumlaki serta pusat pembangkit kecil tersebar sejumlah 38 unit.

Beban puncak total sekitar 60 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV pada masing-masing sistem kelistrikan disetiap pulau, seperti pada Gambar 1.



Gambar 1. Peta Jaringan di Provinsi Maluku

Sistem interkoneksi terbesar di Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit 62,57 MW, dengan daya mampu kurang lebih sebesar 40 MW dan beban puncak 33,96 MW. Selain itu, terdapat mesin sewa PLTD HSD dengan daya mampu pasok 5 MW. Total jumlah unit mesin

milik PLN pada sistem Ambon saat ini adalah 12 unit dan 7 diantaranya telah dilakukan MFO-nisasi, yaitu mesin #1, #2, dan #3 pada PLTD Poka, serta semua unit mesin pada PLTD Hative Kecil.

Tabel B.12-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

Sistem Terisolasi	Jenis Kit	Kapasitas Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak (MW)
I Sistem Ambon				
1. Hative Kecil	PLTD	21,47	14,20	
2. Poka	PLTD	33,60	20,80	
3. Sewa Mesin	PLTD	7,5	5	
TOTAL		62,57	40	33,96
II Sistem Masohi				
1. Masohi	PLTD	6,47	4,94	
2. Liang	PLTD	0,63	0,49	
3. Waipia	PLTD	0,40	0,32	
TOTAL		7,76	5,74	4,75
III Sistem Kairatu				
Kairatu	PLTD	4,03	3,09	2,13
IV Sistem Piru				
Piru	PLTD	2,69	1,93	1,47
V Sistem Namlea				
Namlea	PLTD	5,39	3,13	2,20
VI Sistem Saparua				
Saparua	PLTD	3,42	2,44	1,27
VII Sistem Tual				
Langgur	PLTD	10,39	6,0	5,21
VIII Sistem Saumlaki				
Saumlaki	PLTD	2,60	1,72	1,43
IX Dobo				
Dobo	PLTD	2,90	1,93	1,53

B12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kota Ambon yang merupakan Ibukota Provinsi Maluku, mempunyai populasi terbesar diantara daerah-daerah lainnya dan memiliki pelanggan komersil dalam jumlah yang cukup besar masuk dalam sistem kelistrikan Ambon. Secara keseluruhan kebutuhan listrik paling besar di Provinsi Maluku diserap oleh konsumen Rumah Tangga yang mencapai porsi 60,1%, disusul konsumen Komersil yang mencapai sekitar 24% dan Publik serta Industri masing-masing 14,1% dan 1,7%. Saat ini ketersediaan energi listrik di Provinsi Maluku belum bisa memenuhi permintaan konsumen karena pasokan yang terbatas.

Kedepan direncanakan pasokan energi listrik akan disediakan dalam jumlah yang cukup dengan keandalan yang tinggi.

Asumsi:

- Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata 5,02%-6,53% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,51% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 8,9% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi akan mencapai 77,8% pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,51

Proyeksi Kebutuhan Listrik MALUKU 2010-2019

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik kebutuhan listrik 2010 – 2019 Propinsi Maluku sesuai tabel B.12-2.

Tabel B.12-2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	287,4	330,7	71,2	200.658
2011	310,9	357,7	76,8	210.066
2012	365,1	419,9	88,7	223.887
2013	403,3	463,4	97,5	235.942
2014	437,3	501,7	105,4	247.201
2015	474,3	542,9	113,8	259.005
2016	517,7	591,4	123,7	272.361
2017	565,2	644,3	134,6	286.415
2018	617,1	702,3	146,4	301.201
2019	673,9	766,1	159,4	316.760
Growth	9,9%	9,8%	9,4%	5,2%

B12.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Maluku untuk pembangkit listrik terbatas pada sumber-sumber *hydro* yang berada di Pulau Seram dan Pulau Buru serta *Geothermal* di Pulau Ambon dan Pulau Haruku.

Saat ini baru sumber geothermal di Pulau Ambon yang sedang di lakukan pengeboran untuk rencana PLTP Tulehu 2x10 MW. Dengan demikian

kebutuhan energi primer berupa batubara dan BBM untuk pembangkitan tenaga listrik di Maluku harus didatangkan dari luar wilayah.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit harus tetap mempertimbangkan keseimbangan jenis pembangkit, yaitu pembangkit untuk base load dan pembangkit peaker.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 akan dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di Maluku dengan kapasitas total sekitar 171.5 MW seperti ditampilkan pada Tabel B.12-3.

Tabel B.12-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Namlea (Buru)	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
2	Piru (Seram Barat)	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
3	Langgur	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
4	Saparua	PLN	PLTD	3 x 1	2012/16/18	Rencana
5	Buru	PLN	PLTD	2 x 1,5	2013	Rencana
6	Wamsisi	PLN	PLTD	1 x 1	2013	Rencana
7	Ambon Baru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 15	2013	On Going
8	Tulehu (FTP2)	PLN	PLTP	2 x 10	2013/14	Rencana
9	Dobo	PLN	PLTD	4 x 1	2013/14/16	Rencana
10	Masohi	PLN	PLTD	3 x 3	2013/15	Rencana
11	Saumlaki	PLN	PLTD	3 x 1	2013/15	Rencana
12	Tual	PLN	PLTD	1 x 2	2016	Rencana
13	Isal	PLN	PLTA	2 x 20	2017/18	Rencana
14	Tual	Swasta	PLTU	2 x 4	2012	Rencana
15	Wai Nibe	Swasta	PLTM	2 x 1,25	2012/13	Rencana
16	Masohi	Swasta	PLTU	2 x 4	2014	Rencana
17	New Ambon	Swasta	PLTU	2 x 10	2015/16	Rencana
Total Kapasitas				171,5		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTA yang jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, perlu dibangun jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 564 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban. Dana yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar USD 86,48 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.12-4.

Tabel B.12-4. Pembangunan SUTT 150 kV dan 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTU Waai	GI Passo	70 kV	1 cct, 1x240 HAWK	18	1,43	2012
2	PLTU Waai	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1x240 HAWK	30	2,38	2012
3	GI Passo	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1x240 HAWK	12	0,95	2012
4	PLTP Tulehu (FTP2)	Incomer Waai -Paso	70 kV	2 cct, 1x240 HAWK	40	3,18	2013
5	PLTA Isal	GI Masohi	150 kV	2 cct, 1x240 HAWK	194	21,50	2017
6	GI Masohi	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 1x240 HAWK	210	23,27	2017
7	GI Kairatu	PLTU Waai	150 kV	2 cct, 1x240 HAWK	34	3,77	2017
8	GI Kairatu	PLTU Waai	150 kV	kabel laut, 2cct	26	30,01	2017
Jumlah					564	86,48	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan PLTA, PLTU serta pembangkit lainnya dan untuk mendistribusi listrik ke pelanggan, perlu dibangun gardu induk. Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV di 9 lokasi dengan total kapasitas 230 MW dengan kebutuhan dana sekitar USD 23,22 juta seperti diperlihatkan pada Tabel B.12-5.

Tabel B.12-5. Pengembangan GI di Maluku

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	GI Sirimau	70/20 kV	New	30	2,93	2012
2	GI Passo	70/20 kV	New	20	2,31	2012
3	GI Sirimau	70/20 kV	Extension	30	1,63	2013
4	GI Sirimau	70/20 kV	Extension	30	1,63	2016
5	GI Masohi	150/20 kV	New	10	2,64	2017
6	GI Kairatu	150/20 kV	New	10	2,64	2017
7	IBT Ambon	150/70 kV	New	60	5,57	2017
8	GI Jailolo	70/20 kV	New	10	2,25	2017
9	GI Passo	70/20 kV	Extension	30	1,63	2018
Jumlah				230	23,22	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Propinsi Maluku selain untuk memenuhi proyeksi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 139.827 pelanggan atau rata-rata 13.980 pelanggan setiap tahun, juga diarahkan untuk menginterkoneksi beberapa lokasi PLTD yang masih berada dalam 1 pulau menggunakan jaringan 20 kV (JTM). Selain itu, di pulau tersebut memiliki potensi sumber energy terbarukan yang akan dikembangkan, atau memiliki rencana pengembangan pembangkit non-BBM. Hal ini dimaksudkan untuk mengurangi biaya pokok produksi produksi di sistem-sistem isolated tersebar. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan jarak antar lokasi PLTD, sehingga tingkat mutu pelayanan di sisi pelanggan tetap terjaga.

Adapun rencana interkoneksi yang menggunakan jaringan 20 kV meliputi di area sebagai berikut :

- a. Pulau Seram meliputi : Masohi-Kairatu-Piru
- b. Pulau Buru meliputi : Namlea-Mako-Air Buaya

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2010-2019 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah : 472,4 km sirkit JTM, sekitar 1.171,5 km sirkit JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 140 MVA, secara detil seperti ditampilkan pada Tabel B.12-6.

Tabel B.12-6. Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	45,2	107,2	12,3	12.742
2011	39,5	94,7	10,8	11.959
2012	28,5	86,2	9,9	11.385
2013	36,9	91,9	10,5	11.983
2014	40,8	99,8	11,4	12.615
2015	44,2	108,3	12,4	13.283
2016	51,8	127,1	14,5	15.107
2017	56,5	138,8	15,9	15.976
2018	61,6	151,7	17,3	16.898
2019	67,2	165,8	18,9	17.878
2010-2019	472,4	1.171,5	133,9	139.827

B12.4 Pengembangan Sistem

Pemerintah Provinsi Maluku sedang giat mengembangkan potensi daerahnya untuk mendorong pertumbuhan ekonomi agar kehidupan masyarakat bisa lebih sejahtera. Salah satu upaya yang dilakukan adalah dengan menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dan andal dengan memanfaatkan potensi energi primer setempat.

Dalam merespon keinginan tersebut, PLN akan mengembangkan PLTP di Tulehu serta PLTU batubara skala kecil tersebar di 7 (tujuh) lokasi yaitu Buru (Namlea), Seram Barat (Piru), Langgur, Ambon Baru, Tual, Masohi, New Ambon.

Untuk menyalurkan energy dari pembangkit tersebut ke pusat beban, dibangun transmisi 150 kV dan 70 kV dan 8 (delapan) gardu induk baru. Penyelesaian tepat waktu program-program tersebut menjadi sangat penting dalam rangka menunjang keberhasilan program yang dicanangkan Pemerintah Daerah. Oleh karena itu, diperlukan kerjasama dan dukungan yang besra dari Pemerintah Daerah setempat serta dilakukan monitoring secara terus menerus dalam implementasi dilapangan.

B12.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi seperti dalam Tabel B.12-7.

Tabel B.12-7. Ringkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	287	331	71				4,0
2011	311	358	77				3,6
2012	365	420	89	20	50	60	57,9
2013	403	463	97	55	30	40	81,6
2014	437	502	105	19			23,0
2015	474	543	114	14			27,4
2016	518	591	124	15	30		32,7
2017	565	644	135	21	90	464	129,7
2018	617	702	146	26	30		38,1
2019	674	766	159				6,0
Jumlah				171	230	564	404,1

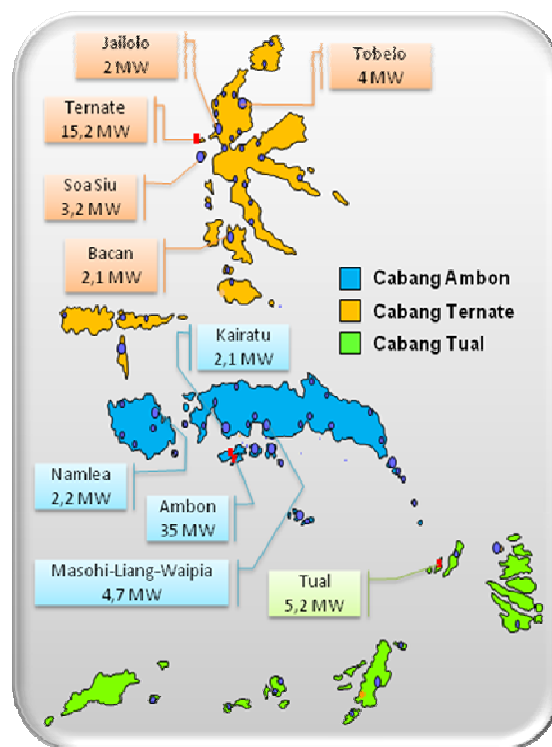
LAMPIRAN B.13

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

B13.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 7 sistem kelistrikan yang berbeban puncak diatas 1 MW yaitu sistem Ternate, sistem Tobelo, sistem Jailolo, sistem Sofifi, sistem Soasiu, sistem Bacan, dan sistem Sanana serta Pusat pembangkit kecil tersebar (Lisdes) sejumlah 22 unit.

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 30 MW, dipasok oleh pembangkit-pembangkit PLTD tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV pada masing-masing sistem kelistrikan di setiap pulau, seperti terlihat pada gambar 1.



Gambar 1. Peta Jaringan di Provinsi Maluku Utara

Sistem besar di Maluku Utara adalah sistem Ternate, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sebesar 11,5 MW dengan daya mampu sekitar

7,9 MW. Selain itu, juga terdapat mesin sewa PLTD HSD dengan kemampuan pasokan 5,5 MW.

Total jumlah unit mesin milik PLN pada sistem Ternate adalah 5 unit namun hanya 3 unit yang masih dapat beroperasi. Pada sistem Ternate, mesin SWD dan CATERPILLAR telah dirubah menjadi berbahan bakar MFO.

Tabel B.13-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

Sistem Terisolasi	Jenis Kit	Kapasitas Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak (MW)
I Sistem Ternate				
1. Kayu Merah	PLTD	11,52	7,9	
2. Sewa Mesin	PLTD	9	6	
TOTAL		20,52	13,9	15,24
II Sistem Tobelo				
Tobelo	PLTD	5,87	3,47	4,01
III Sistem Jailolo				
Jailolo	PLTD	3,19	2,03	1,97
IV Sistem Sofifi				
Sofifi	PLTD	1,48	1,05	1,1
V Sistem Soa Siu				
Soa Siu	PLTD	3,93	2,80	3,0
VI Sistem Bacan				
Bacan	PLTD	2,70	1,52	2,11
VII Sistem Sanana				
Sanana	PLTD	2,45	1,29	1,56

B13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kota Ternate merupakan Ibukota Provinsi Maluku Utara mempunyai populasi terbesar diantara daerah-daerah lainnya dan memiliki pelanggan komersil dalam jumlah yang cukup besar masuk dalam sistem kelistrikan Ternate. Secara keseluruhan kebutuhan listrik paling besar di Provinsi Maluku Utara diserap oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai porsi 63,4%, disusul konsumen komersil yang mencapai sekitar 20,5% dan publik serta industri masing-masing 15,3% dan 0,8%. Saat ini ketersediaan energi listrik di Provinsi Maluku Utara belum bisa memenuhi permintaan konsumen karena pasokan yang terbatas. Kedepan direncanakan pasokan energi listrik akan disediakan dalam jumlah yang cukup dengan keandalan yang tinggi.

Asumsi:

- Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata 5%-6,5% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,57% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 5,5% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi akan mencapai 73,4% pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,54

Proyeksi Kebutuhan Listrik MALUKU UTARA 2010-2019

Memperhatikan realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 seperti pada tabel B.13-2.

Tabel B.13-2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	171,0	188,1	41,0	113.570
2011	188,7	207,7	45,0	121.296
2012	227,7	250,8	53,3	132.978
2013	246,3	271,0	57,5	141.201
2014	266,4	292,7	62,0	149.934
2015	288,0	315,9	66,7	159.208
2016	313,2	342,9	72,3	169.840
2017	340,6	372,2	78,3	181.183
2018	370,3	404,1	84,9	193.286
2019	402,7	439,0	92,0	206.198
Growth	10,0%	9,9%	9,4%	6,9%

B13.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Maluku Utara untuk membangkitkan listrik terbatas pada sumber-sumber *hydro* yang berada di Pulau Halmahera dan *Geothermal* yang berada di Pulau Halmahera dan Pulau Bacan. Saat ini baru sumber geothermal di Pulau Halmahera yang sedang di lakukan pengeboran untuk rencana PLTP Jailolo 1x10 MW. Dengan demikian kebutuhan energi primer berupa batubara dan BBM untuk pembangkitan tenaga listrik di Maluku Utara harus didatangkan dari luar wilayah.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit harus tetap mempertimbangkan keseimbangan jenis pembangkit, yaitu pembangkit untuk base load dan pembangkit peaker. Khusus untuk PLTGB, belum dimasukkan ke dalam konfigurasi pembangkit jangka pendek (5 tahun ke depan), mengingat teknologi tersebut belum proven di Indonesia. PLTGB ini akan dimasukkan ke dalam perencanaan jangka menengah/panjang.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di Maluku Utara. Pengembangan pembangkit di Maluku Utara akan dibangun proyek berkapasitas sekitar 84,5 MW seperti ditampilkan pada Tabel B.13-3 berikut.

Tabel B.13-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Tidore (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 7	2011	On Going
2	Bacan (Loan Belgia)	PLN	PLTD	1 x 1,2	2012	Rencana
3	Sofifi (Loan Belgia)	PLN	PLTD	1 x 1,6	2012	Rencana
4	Tobelo (Loan Belgia)	PLN	PLTD	1 x 3,2	2012	Rencana
5	Sofifi	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
6	Jailolo	PLN	PLTD	2 x 2	2014/15	Rencana
7	Tidore	PLN	PLTD	2 x 4	2014/15	Rencana
8	Sanana	PLN	PLTD	4 x 1	2014/17/19	Rencana
9	Ternate	PLN	PLTD	1 x 1	2016	Rencana
10	Goal	Swasta	PLTM	2 x 0,75	2010	On Going
11	Ibu	Swasta	PLTM	1 x 1	2012	Rencana
12	Ngaoli	Swasta	PLTM	2 x 1	2012	Rencana
13	Wai Tina	Swasta	PLTM	2 x 1	2012	Rencana
14	Tobelo	Swasta	PLTU	2 x 3	2013	Rencana
15	Jailolo (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 5	2014	Rencana
16	Songa Wayaua (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 2,5	2014	Rencana
17	Tidore Baru (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2014	Rencana
Total Kapasitas				84,5		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTP yang jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, perlu dibangun jaringan transmisi 70 kV dan kabel laut sepanjang 128 km sirkit untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban.

Dana yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar USD 7,92 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.13-4.

Tabel B.13-4. Pembangunan SUTT dan kabel laut 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTP Jailolo	Ternate	70 kV	2 cct, 1x240 HAWK	98	5,43	2014
2	PLTP Jailolo	Ternate	70 kV	kabel laut, 2cct	30	2,49	2014
				Jumlah	128	7,92	

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan pembangkit tersebut dan untuk mendistribusi listrik ke pelanggan, perlu dibangun gardu induk. Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GI 70 kV di 2 lokasi dengan total kapasitas 30 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 4,56 juta seperti diperlihatkan pada Tabel B.13-5.

Tabel B.13-5. Pengembangan GI di Maluku Utara

No.	Nama GI	Tegangan	COD	Pendanaan	Kapasitas MVA	Biaya (juta USD)
1	GI Ternate	70/20 kV	2017	APLN	20	2,31
2	GI Jailolo	70/20 kV	2017	APLN	10	2,25
	TOTAL				30	4,56

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Propinsi Maluku Utara selain untuk memenuhi proyeksi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 76.578 pelanggan atau rata-rata 7.660 pelanggan setiap tahun, juga diarahkan untuk menginterkoneksi beberapa lokasi PLTD yang masih berada dalam 1 pulau menggunakan jaringan 20 kV (JTM). Selain itu, di Pulau tersebut memiliki potensi sumber energi terbarukan yang akan dikembangkan, atau memiliki rencana pengembangan pembangkit non-BBM. Hal ini dimaksudkan untuk mengurangi biaya pokok produksi di sistem isolated tersebar. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan jarak antar lokasi PLTD, sehingga tingkat mutu pelayanan tetap terjaga.

Adapun rencana interkoneksi yang menggunakan jaringan 20 kV meliputi di area sebagai berikut :

- b. Pulau Halmahera, area : Tobelo-Malifut
- c. Pulau Halmahera, area : Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Ibu

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2010-2019 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah : 281 km sirkit JTM, 622 km sirkit JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 71 MVA, secara detil seperti ditampilkan pada Tabel B.13-6.

Tabel B.13-6. Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	26,9	56,9	6,5	6.978
2011	23,5	50,3	5,7	6.549
2012	17,0	45,8	5,2	6.235
2013	22,0	48,8	5,6	6.563
2014	24,3	53,0	6,1	6.909
2015	26,3	57,5	6,6	7.274
2016	30,9	67,5	7,7	8.273
2017	33,6	73,7	8,4	8.749
2018	36,7	80,5	9,2	9.254
2019	40,0	88,0	10,1	9.791
2010-2019	281,1	622,0	71,1	76.578

B13.4 Pengembangan Sistem

Maluku Utara merupakan Provinsi baru dimana Pemerintah Daerah setempat sedang giat mengembangkan potensi daerahnya untuk mendorong pertumbuhan ekonomi agar kehidupan masyarakat bisa lebih sejahtera. Salah satu upaya yang dilakukan adalah dengan menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dengan memanfaatkan potensi energy primer setempat.

Dalam merespon kondisi tersebut, PLN akan mengembangkan PLTP di 2 (dua) lokasi yaitu Jailolo dan Songa Wayaua serta PLTU batubara skala kecil tersebar di 4 (empat) lokasi yaitu Tidore (Perpres-1), Tidore Baru (Perpres-2), Sofifi dan Tobelo.

Untuk menyalurkan energy dari pembangkit tersebut ke pusat beban, dibangun transmisi 70 kV dan 2 (dua) gardu induk baru. Penyelesaian tepat waktu program-program tersebut menjadi sangat penting dalam rangka menunjang keberhasilan program yang dicanangkan Pemerintah Daerah. Oleh karena itu, diperlukan kerjasama dan dukungan yang besra dari Pemerintah Daerah

setempat serta dilakukan monitoring secara terus menerus dalam implementasi dilapangan.

B13.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti dalam Tabel B.13-7.

Tabel B.13-7. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	171	188	41				5,8
2011	189	208	45	15,2			28,6
2012	228	251	53	11,0			28,7
2013	246	271	57	18,8			41,2
2014	266	293	62	24,5		128	88,6
2015	288	316	67	6,0			7,6
2016	313	343	72	2,5			4,8
2017	341	372	78	1,0	30		6,0
2018	370	404	85	2,5			7,4
2019	403	439	92	3,0			6,0
Jumlah				84,5	30	128	224,8

LAMPIRAN B.14

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA

B14.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Provinsi Papua memiliki luas wilayah 309.934,4 km² dengan wilayah administrasi pemerintahan terdiri dari 28 Kabupaten dan 1 Kota. Kondisi kelistrikan Provinsi Papua terdiri dari 7 sistem kelistrikan terisolasi yang berbeban diatas 1 MW yaitu, sistem Jayapura, sistem Wamena, sistem Timika, sistem Merauke, sistem Nabire, sistem Serui dan sistem Biak serta pusat pembangkit kecil (Listrik perdesaan) tersebar di 55 lokasi.

Sistem kelistrikan Jayapura merupakan sistem terbesar diantara ketujuh sistem kelistrikan di Provinsi Papua. Sistem kelistrikan Jayapura melayani kebutuhan energi listrik untuk kota Jayapura yang merupakan ibukota Provinsi Papua dan mempunyai populasi terbesar diantara daerah-daerah lainnya serta memiliki pelanggan komersil dalam jumlah yang cukup besar.

Daerah pelayanan kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar-1.



Gambar 1. Dearah pelayanan Wilayah Papua

Total beban puncak seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua adalah sebesar 103,8 MW dan dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD dan PLTM.

Energi listrik yang dibangkitkan dipasok langsung dengan sistem penyaluran 20 kV pada masing-masing sistem kelistrikan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B.14-1.

Tabel B.14-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

Sistem Kelistrikan	Jenis Kit	Kapasitas Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak (MW)
I Sistem Jayapura				
1. Yarmokh	PLTD	7,8	5,0	
2. Waena	PLTD	39,0	27,8	
3. Sentani	PLTD	2,0	1,3	
4. Arso	PLTD	2,6	2,5	
5. Kit Sewa	PLTD	19,0	19,0	
JUMLAH		70,4	55,6	45,7
II Sistem Wamena				
1. Sinagma	PLTD	1,0	0,8	
2. Sinagma	PLTM	0,4	0,2	
3. Walesi	PLTM	1,6	1,6	
JUMLAH		3,0	2,7	2,8
III Sistem Timika				
1. Timika	PLTD	7,7	4,7	
2. Kit Sewa	PLTD	10,1	10,1	
JUMLAH		17,8	14,8	11,3
IV Sistem Biak				
Karang Mulia	PLTD	13,8	11,2	
JUMLAH		13,8	11,2	10,7
Sistem Serui				
Serui	PLTD	6,0	4,5	
JUMLAH		6,0	4,5	4,7
V Sistem Merauke				
1. Kelapa Lima	PLTD	5,5	4,4	
2. Kit Sewa	PLTD	10,8	10,8	
JUMLAH		16,3	15,2	10,7
VI Sistem Nabire				
1. Nabire	PLTD	7,4	5,1	
2. Kalibobo	PLTD	5,7	4,9	
JUMLAH		13,1	10,0	9,6
VII Lisdes tersebar		15,8	12,0	
JUMLAH		15,8	12,0	8,3
TOTAL		140,4	114,0	103,8

B14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Provinsi Papua.

Sampai dengan akhir tahun 2009, penjualan energi listrik untuk kelistrikan Provinsi Papua mencapai 437,5 GWh dengan komposisi penjualan terbesar adalah konsumen rumah tangga yang mencapai porsi 56,9%, disusul pelanggan komersil sekitar 30,1% dan publik serta industri masing-masing 12,4% dan 0,5%. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas, saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya bisa dipenuhi. Kedepan, direncanakan pasokan energi listrik akan disediakan dalam jumlah yang cukup dengan keandalan yang memadai.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 6,7% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 2,0% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 6,9% pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,53

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Papua

Memperhatikan realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010 – 2019 seperti pada tabel B.14-2.

Tabel B.14-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	482,7	545,1	113,6	154.105
2011	538,5	600,6	125,9	164.491
2012	601,3	663,5	138,8	175.570
2013	672,0	739,6	154,5	187.390
2014	751,6	824,9	171,9	200.000
2015	820,8	897,7	186,7	211.974
2016	896,2	976,9	202,7	224.182
2017	978,8	1.063,3	220,1	237.100
2018	1.069,3	1.158,2	239,2	250.774
2019	1.168,3	1.261,9	260,0	265.251
Growth	10,3%	9,8%	9,6%	6,2%

B14.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer di Provinsi Papua yang bisa dimanfaatkan untuk membangkitkan energi listrik terbatas pada sumber-sumber potensi air.

Potensi air yang saat ini dimanfaatkan membangkitkan energi listrik adalah sebesar 2 MW di Wamena, Kabupaten Jayawijaya.

Berdasarkan hasil survey PLN pada tahun 2003 potensi energi air di Provinsi Papua yang terdata adalah sebesar 11.004 MW tersebar di 15 lokasi. Dari potensi-potensi tersebut yang sudah ditindaklanjuti dengan F/S dan D/D adalah sebesar 26,6 MW. Kurang maksimalnya pengembangan potensi air di provinsi Papua disebabkan antara lain karena sebagian besar lokasi pembangkit berada jauh dari pusat beban sehingga secara ekonomis dan teknis belum layak untuk dikembangkan. Kedepan direncanakan untuk kabupaten baru hasil pemekaran yang belum terlistriki akan dikembangkan dengan pembangkit yang memanfaatkan potensi energi air. Untuk kebutuhan BBM di Provinsi Papua harus didatangkan dari luar Provinsi.

Tabel B.14-3. Rencana Pengembangan Pembangkit Energi Terbarukan (PLTA/M)
Provinsi Papua

NO	KRITERIA	Satuan	URAIAN			
			I	II	III	IV
1.	Nama Pembangkit		Walesi 2	Kalibumi	Mariarotu	Sanoba
2.	Nama Sungai		S.We	S. Kalibumi	S. Pemawari	S. Nabire
					S. Pemawimpi	
3.	Lokasi:					
	Desa		Walesi	Wanggar/SP.3	Mariarotu	Sanoba
	Kecamatan		Walesi	Nabire	Kosiwo	Nabire
	Kabupaten		Jayawijaya	Nabire	Kepulauan Yapen	Nabire
	Propinsi		Papua	Papua	Papua	Papua
4.	Debit Andalan	(m ³ /detik)	10,0	5,0	1,2	1,4
5.	Tinggi Jatuh/Head	(m)	23,0	8,0	141,4	17,5
6.	Daya Terpasang	(kW)	2.000	1.000	1.300	245
7.	Status Studi	(FS,DD)	FS,DD	FS,DD	FS,DD	FS,DD
8.	Estimasi Biaya konstruksi (termasuk biaya Supervisi)	(Rp)	36.057.658.640	24.145.000.000	38.108.635.974	8.212.563.000
9.	Informasi Sistem					
	- Daya Mampu	(kW)	2.650	7.500	3.690	7.500
	- Beban Puncak	(kW)	2.560	7.447	3.515	7.447
	- Jumlah Daftar Tunggu	(kW)				

10.	Jarak Rencana PLTA/M terhadap Jaringan	(km)	1,0	6,5	40.000,0	7,0
11.	Keterangan (Informasi tambahan yang perlu disampaikan)		Dokumen FS,DD Tahun 2007	Dokumen FS tahun 2002, DD Th 2007	Hasil Kajian Ulang FS, DD 2008	Dokumen FS, DD Th 2003 (perlu kajian ulang)

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 256,90 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.14-4. berikut.

Tabel B.14-4. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Kurik I	PLN	PLTD	1 x 5	2011	Rencana
2	Walesi I (Ekspansi)	PLN	PLTM	1 x 0,5	2011	Rencana
3	Jayapura Baru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 10	2011	On Going
4	Timika (Loan Belgia)	PLN	PLTD	1 x 3,2	2012	Rencana
5	Genyem	PLN	PLTA	2 x 10	2012/13	On Going
6	Walesi II (Cascade)	PLN	PLTM	2 x 1	2012/13	Rencana
7	Kalibumi I	PLN	PLTM	1 x 2,6	2013	Rencana
8	Mariarotu 1	PLN	PLTM	1 x 1,3	2013	Rencana
9	Timika (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 7	2012	On Going
10	Kurik II	PLN	PLTD	2 x 5	2013/14	Rencana
11	Mariarotu 2	PLN	PLTM	2 x 2	2013/14	Rencana
12	Timika	PLN	PLTD	3 x 5	2013/14/16	Rencana
13	Kalibumi II	PLN	PLTM	2 x 2,5	2014/15	Rencana
14	Jayapura	PLN	PLTD	4 x 3	2015/19	Rencana
15	Sanoba (Nabire)	PLN	PLTM	1 x 0,3	2016	Rencana

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
16	Tatui	PLN	PLTM	1 x 1,3	2016	Rencana
17	New Biak 1	PLN	PLTD	2 x 5	2016/17	Rencana
18	Kalibumi III	PLN	PLTM	2 x 2,5	2016/17	Rencana
19	Sinagma II (Cascade)	PLN	PLTM	2 x 1	2016/17	Rencana
20	Amai	PLN	PLTM	1 x 0,7	2018	Rencana
21	Timika (Extention)	PLN	PLTU	2 x 7	2018/19	Rencana
22	Merauke	PLN	PLTD	2 x 3,5	2019	Rencana
23	Merauke (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012/13	Rencana
24	Jayapura (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 15	2013	Rencana
25	Nabire (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
26	Biak (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
27	Jayapura	Swasta	PLTU	2 x 15	2016/17	Rencana
Total Kapasitas				256,9		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan PLTA yang berlokasi jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, perlu dibangun jaringan transmisi 70 kV sepanjang 430 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban. Dana yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar USD 23,83 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.14-5.

Tabel B.14-5. Pembanguan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTU Jayapura (FTP 2)	GI Jayapura	70 kV	2cct, 1 HAWK	90	4,99	2012
2	GI Jayapura	GI Waena	70 kV	2cct, 1 HAWK	30	1,66	2012
3	PLTA Genyem	GI Waena	70 kV	2cct, 1 HAWK	220	12,19	2012
4	PLTU Timika	Timika	70 kV	2cct, 1 HAWK	90	4,99	2012
Jumlah					430	23,83	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk (GI) dengan Tegangan 70 kV direncanakan untuk menyalurkan energi listrik dari pembangkit skala menengah yang beroperasi mulai tahun 2012 dengan total kapasitas 220 MVA seperti pada Tabel B.14-6.

Tabel B.14-6. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	GI Jayapura	70/20 kV	New	60	4,40	2012
2	GI Waena	70/20 kV	New	30	2,20	2012
3	GI Timika	70/20 kV	New	20	1,95	2012
4	GI Waena	70/20 kV	Extension	30	1,26	2015
5	GI Jayapura	70/20 kV	Extension	30	1,26	2016
6	GI Timika	70/20 kV	Extension	20	1,01	2018
7	GI Jayapura	70/20 kV	Extension	30	1,26	2017
Jumlah				220	13,34	

Pengembangan Distribusi.

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tersebut di atas, periode tahun 2010-2019 diperlukan tambahan pelanggan baru sebesar 121.142 pelanggan atau rata-rata 12.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan,

diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah (JTM) 1.215 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 1.074 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 89,6 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B.14-7 berikut.

Tabel B.14-7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	100,3	88,7	9	9.996
2011	104,2	92,1	9,3	10.385
2012	111,2	98,1	9,9	11.080
2013	118,6	104,9	10,6	11.820
2014	126,5	111,9	11,3	12.610
2015	120,2	106,2	10,7	11.974
2016	122,5	108,2	10,9	12.208
2017	129,6	114,5	11,6	12.918
2018	137,2	121,1	12,3	13.673
2019	143,5	128,4	13	14.447
Jumlah	1.215,5	1.074,5	89,6	121.142

B14.4 Sistem Distribusi Perbatasan Papua - PNG

Kondisi Geografis

Daratan Papua yang luasnya sekitar dua kali pulau Jawa dengan kondisi geografis yang spesifik, kepadatan penduduk yang rendah serta kondisi alam yang penuh tantangan dimana sarana infrastruktur antar daerah masih sangat terbatas dan itu menjadi tantangan tersendiri untuk melistriki daerah-daerah tersebut. Sepanjang garis lurus daratan Papua dari Jayapura sampai Merauke merupakan daerah perbatasan antara Negara Republik Indonesia dengan Negara Papua Nugini (PNG). Daerah perbatasan dimaksud pada umumnya didiami masyarakat asli Papua dengan tingkat penyebaran yang tidak merata serta hidup berkelompok dan masih berpindah-pindah. Tingkat perekonomian yang rendah serta sarana infrastruktur terbatas, berpeluang terjadinya migrasi / perpindahan penduduk (masyarakat lokal) ke negara sebelah (PNG).

Kondisi Kependudukan & Pemerintahan

Secara administrasi, daerah perbatasan RI-PNG terdiri dari Kabupaten Induk yaitu Jayapura, Keerom, Merauke serta Kabupaten-Kabupaten baru hasil pemekaran dari Kabupaten Induk tersebut. Akses mencapai ibu kota Kabupaten masih didominasi dengan pesawat perintis yang lebih banyak

beroperasi berkat bantuan / subsidi dari Pemerintah Daerah. Apalagi ibukota Distrik / Kecamatan masih sulit dijangkau secara terjadwal. Masyarakat lokal yang dominan menempati daerah perbatasan RI-PNG dalam memenuhi kebutuhan ekonominya, mengandalkan sumber daya alam setempat sehingga interaksi dengan luar kurang.

Pusat pemerintahan Kabupaten daerah perbatasan ini lokasinya tersebar, dimana kebutuhan listrik untuk Kabupaten tersebut masih disupply oleh Pemerintah Daerah setempat (bukan disuply oleh PLN).

Kelompok suku yang mendiami sepanjang daerah perbatasan ini beragam sekitar 255 suku seperti daerah Papua lainnya, dengan bahasa masing-masing suku berbeda. Suku-suku tersebut antara lain:

- Ansus
- Amungme
- Asmat
- Ayamaru, mendiami daerah Sorong
- Bauzi
- Biak
- Dani
- Empur, mendiami daerah Kebar dan Amberbaken
- Hatam, mendiami daerah Ransiki dan Oransbari
- Iha
- Kamoro
- Mee, mendiami daerah pegunungan Paniai
- Meyakh, mendiami Kota Manokwari
- Moskona, mendiami daerah Merdei
- Nafri
- Sentani, mendiami sekitar danau Sentani
- Souk, mendiami daerah Anggi dan Menyambouw
- Waropen
- Wamesa
- Muyu
- Tobati
- Enggros
- Korowai
- Fuyu

Pengembangan Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Wilayah perbatasan direncanakan akan dilistriki dengan potensi energi terbarukan yang ada di daerah tersebut. Diharapkan minimal ibukota Kabupaten sudah terlistriki paling lambat tahun 2011 dengan alternatif pertama memanfaatkan potensi air dengan membangun PLTM. Hal ini dimaksudkan untuk menjaga kontinuitas penyediaan energi listrik dengan harga yang relatif lebih murah jika dibandingkan dengan menggunakan PLTD (Genset) yang mana untuk bahan bakarnya harus mendatangkan dari luar dengan tantangan sarana transportasi yang sulit.

Sehubungan kondisi demografi yang tidak merata dan jumlah penduduk yang relatif kecil, maka pengembangan sistem kelistrikan cukup dengan isolated tanpa perlu pembangunan jaringan tegangan menengah.

Pembangunan kelistrikan isolated tersebut sangat diperlukan untuk mengatasi kesenjangan penyediaan infrastruktur dengan negara sebelah dan secara politis menghindari mobilisasi / migrasi penduduk perbatasan ke negara tetangga tersebut.

B14.5 Rangkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.14-8.

Tabel B.14-8. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	483	545	114				7,1
2011	538	601	126	26			51,5
2012	601	663	139	21	110	430	72,5
2013	672	740	154	99			197,7
2014	752	825	172	22			46,8
2015	821	898	187	6	30		21,3
2016	896	977	203	30	30		63,8
2017	979	1.063	220	24	30		56,5
2018	1.069	1.158	239	15	20		40,0
2019	1.168	1.262	260	16			38,8
Jumlah				257	220	430	596,1

LAMPIRAN B.15

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

B15.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Provinsi Papua Barat memiliki luas wilayah 97.024,27 km² dengan wilayah administrasi yang terdiri dari 10 Kabupaten dan 1 Kota.

Sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat terdapat 3 sistem kelistrikan isolated dengan beban puncak lebih dari 1 MW yaitu sistem Sorong, sistem Fak Fak dan sistem Manokwari serta Pusat pembangkit kecil (Lisdes) tersebar di 51 lokasi.

Sistem kelistrikan Sorong merupakan sistem terbesar di Provinsi Papua Barat. Total beban puncak seluruh sistem kelistrikan di Papua Barat sebesar 41,8 MW dengan energi listrik dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD dan PLTM.

Energi listrik yang dibangkitkan dipasok langsung melalui sistem penyaluran 20 kV untuk masing-masing sistem kelistrikan.

Sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar-1.



Gambar 1. Daerah pelayanan sistem kelistrikan Papua Barat

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B.15-1.

Tabel B.15-1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

Sistem Kelistrikan	Jenis Pmbgkit	Kapasitas Terpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak (MW)
I Sistem Sorong				
1. Klademak	PLTD	4,7	2,9	
2. Klasaman	PLTD	11,5	8,9	
3. Excess Power	PLTD	3,2	3,2	
4. Kit Sewa	PLTD	10,0	10,0	
JUMLAH		29,4	25,0	24,7
II Sistem Fak Fak				
1. Kebun Kapas	PLTD	4,0	2,3	
2. Werba	PLTM	2,0	1,9	
JUMLAH		6,0	4,2	4,1
III Sistem Manokwari				
1. Sanggeng	PLTD	10,5	7,2	
2. Kit Sewa	PLTD	5,0	5,0	
JUMLAH		15,5	12,2	10,6
IV Lisdes tersebar		9,5	6,8	
JUMLAH		9,5	6,8	2,4
TOTAL		60,4	48,2	41,8

B15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Provinsi Papua Barat.

Sampai dengan akhir tahun 2009, penjualan energi listrik untuk kelistrikan Provinsi Papua Barat mencapai 220,4 GWh dengan komposisi penjualan terbesar diserap oleh konsumen rumah tangga yang mencapai porsi 56,0%, disusul pelanggan komersil yang mencapai sekitar 32,4% dan publik serta industri masing-masing 9,7% dan 1,9%. Dikarenakan kondisi pasokan yang terbatas, saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya bisa dipenuhi. Kedepan direncanakan pasokan energi listrik akan disediakan dalam jumlah yang cukup dengan keandalan yang tinggi.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata 6,6% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 2,0% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 6,9% pada tahun 2019
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,53

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Papua Barat

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 seperti pada tabel B.15-2.

Tabel B.15-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	238,8	266,3	45,2	97.820
2011	262,7	291,7	49,3	105.580
2012	291,5	322,2	55,7	114.999
2013	323,5	356,7	61,3	125.301
2014	359,2	394,9	66,5	136.572
2015	396,6	434,6	72,2	148.007
2016	437,0	477,2	78,6	159.816
2017	481,0	523,4	85,4	172.364
2018	528,9	574,0	92,9	185.686
2019	581,1	628,8	100,9	199.821
Growth	10,4%	10,0%	9,3%	8,3%

B15.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan.

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Papua Barat memiliki potensi energi primer yang cukup besar. Berdasarkan hasil survey, di Papua Barat terdapat potensi batubara sebesar 151,25 juta ton, gas alam 24,14 TSCF, potensi minyak bumi 121,15 MMSTB dan potensi energi air yang banyak tersebar. Sumber energi primer yang sudah dikembangkan untuk dimanfaatkan menjadi energi listrik adalah energi air sebesar 2 MW di sistem Fak- Fak dan gas alam melalui kerjasama sistem Excess Power sebesar 3,2 MW di sistem Sorong. Kedepan direncanakan pemanfaatan gas alam dengan kapasitas sebesar \pm 10 MW dan gas flare dengan kapasitas sebesar 20 MW dengan masa pemanfaatan masing-masing 10 tahun.

Sejak penjajahan Belanda sudah ada eksplorasi gas baik di daratan Sorong maupun di pulau Salawati, namun selama ini gas tersebut hanya dimanfaatkan untuk kepentingan eksplorasi minyak (injeksi) dan untuk pembangkit listrik kepentingan sendiri dari perusahaan eksplorasi tersebut.

Selain itu untuk kabupaten baru hasil pemekaran dan daerah terisolasi yang belum terlistriki, direncanakan akan dibangun sumber energi air yang ada di daerah tersebut. Untuk kebutuhan BBM di Provinsi Papua Barat harus didatangkan dari luar provinsi.

Pengembangan Pembangkit.

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 117,8 MW dengan perincian seperti pada Tabel B.15-3. berikut.

Tabel B.15-3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Sanggeng (Loan Belgia)	PLN	PLTD	1 x 3,2	2012	Rencana
2	Prafi (Manokwari)	PLN	PLTM	2 x 1,25	2013	On Going
3	Kombemur (Fak-Fak)	PLN	PLTM	2 x 3,28	2013/14	Rencana
4	Prafi II	PLN	PLTM	1 x 1	2015	Rencana
5	Warsamson	PLN	PLTA	2 x 15,5	2016/17	Rencana
6	Manokwari	PLN	PLTD	2 x 2,5	2016/18	Rencana
7	Kombemur (Extention)	PLN	PLTM	1 x 3,28	2017	Rencana
8	Ransiki	PLN	PLTM	1 x 1,3	2017	Rencana
9	Sorong	Swasta	PLTG	2 x 10	2010/11	Proses
10	Andai (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 7	2012/13	Rencana
11	Sorong (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 15	2013/14	Rencana
Total Kapasitas				117,8		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit baru termasuk PLTU batubara dan untuk menyalurkan energy ke pusat beban, diperlukan pengembangan transmisi (SUTT) 70 kV sepanjang 150 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 8,3 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.15-4.

Tabel B.15-4. Pembangunan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	PLTU Timika	GI Timika	70 kV	2cct, 1 HAWK	90	4,99	2012
2	PLTU Klalin (FTP 2)	GI Sorong	70 kV	2cct, 1 HAWK	60	3,32	2014
Jumlah					150	8,31	

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan gardu induk dan transmisi 70 kV diperlukan seiring dengan beroperasinya PLTU IPP (FTP 2) 2x15 MW tahun 2013/2014 di Sorong dengan kapasitas trafo 80 MVA seperti pada Tabel B.15-5.

Tabel B.15-5. Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	GI Sorong	70/20 kV	New	40	4,40	2013
2	GI Sorong	70/20 kV	Extension	20	1,01	2016
3	GI Sorong	70/20 kV	Extension	20	1,01	2017
Jumlah				80	6,42	

Pengembangan Distribusi.

Dalam rangka memenuhi tambahan sambungan baru sekitar 108.111 pelanggan atau rata-rata 10.000 pelanggan per tahun, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki perdesaan meliputi JTM sepanjang 749,7 kms, JTR sekitar 30.000 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 80,5 MVA, seperti dalam Tabel B.15-6 .

Tabel B.15-6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	42,4	45,4	4,6	6.110
2011	53,8	57,7	5,8	7.760
2012	65,3	70,1	7	9.419
2013	71,4	76,6	7,7	10.301
2014	78,2	83,8	8,4	11.271
2015	79,3	85	8,5	11.435
2016	81,9	87,8	8,8	11.809
2017	87	93,3	9,3	12.548
2018	92,4	99	9,9	13.322
2019	98	105,1	10,5	14.135
Jumlah	749,7	29,681	80,5	108.111

B15.4 Sistem Distribusi Sorong

Tingkat pertumbuhan kota Sorong lebih tinggi dibandingkan daerah lain di kepala burung, hal ini dapat dilihat dari pesatnya perkembangan kota dengan dibangunnya toko, mall dan pusat perdagangan. Hal ini secara

langsung mengakibatkan pertumbuhan kebutuhan energi listrik juga tinggi.

Pengembangan Sistem Distribusi Sorong

Wilayah administrasi Sorong masuk dalam wilayah pengusahaan PLN Cabang Sorong dengan tingkat pertumbuhan rata-rata pemakaian energi listrik sekitar 11,3 %. Untuk itu diperlukan penyediaan pasokan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup dan andal. PLN Wilayah Papua sudah melakukan kajian untuk memanfaatkan potensi gas yang ada di Sorong yaitu :

- a. Gas flare di Pulau Salawati rencana akan diangkut dalam bentuk CNG dari Pulau Salawati ke kota Sorong untuk selanjutnya dimanfaatkan dengan menggunakan gas engine. Gas engine rencana ditempatkan di PLTD Klademak – Sorong. Pemanfaatan gas flare tersebut telah mendapat izin dari BP MIGAS dengan perkiraan daya : 15 sampai 20 MW untuk jangka waktu 10 tahun. Pemanfaat oleh PLN Wilayah Papua direncanakan dengan pola Sewa. Saat ini sedang dalam kajian harga kelayakan pembelian gas CNG tersebut dan harga kelayakan sewa gas engine.
- b. Gas di daratan Sorong yang berada sekitar wilayah administrasi Kabupaten Sorong, rencananya akan dimanfaatkan PLN Wilayah Papua menggunakan pola sewa dengan daya 6 – 10 MW untuk jangka waktu 10 tahun. Saat ini gas daratan Sorong tersebut dimanfaatkan untuk pembangkit listrik PT. Petrochina dan pembangkit listrik perusahaann plywood PT. Henrison. Lokasi pembangkit direncanakan di sekitar gas daratan Sorong.

B15.5 Rangkuman

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi seperti tersebut dalam Tabel B.15-7.

Tabel B.15-7. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	239	266	45	13			11,9
2011	263	292	49	10			10,0
2012	291	322	56	7		90	40,3
2013	323	357	61	28	40		83,0
2014	359	395	67	18		60	47,1
2015	397	435	72	1			8,9
2016	437	477	79	18	20		33,6
2017	481	523	85	20	20		43,0
2018	529	574	93	3			10,7
2019	581	629	101				9,2
Jumlah				118	80	150	297,8

LAMPIRAN B.16

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

B16.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan Provinsi NTB terdiri atas 3 (tiga) sistem interkoneksi dan beberapa sistem terisolasi, semua dipasok melalui jaringan tegangan menengah (JTM) 20 kV. Sistem interkoneksi terdiri dari :

- Sistem Lombok meliputi Kota Mataram, Kabupaten Lombok Barat, Lombok Tengah, Lombok Timur dan Kabupaten Lombok Utara.
- Sistem Sumbawa meliputi Kota Sumbawa Besar dan Kabupaten Sumbawa Barat.
- Sistem Bima meliputi Kota Bima, Kab. Bima dan Kabupaten Dompu.

Sistem terisolasi terdiri dari atas pulau-pulau kecil yang tersebar diseluruh wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit tersendiri dan terisolasi dari sistem yang ada. Gambaran garis besar sistem kelistrikan di PLN Wilayah NTB untuk 3 (tiga) sistem interkoneksi seperti ditunjukkan pada **Gambar-1**.



Gambar-1 Wilayah Usaha Kelistrikan PT PLN (Persero) Wilayah NTB

dengan total produksi 790,2 GWh, sekitar 70 % total produksi NTB ada di sistem Lombok. Hampir semua pembangkit di wilayah NTB (99,9%) merupakan PLTD menyebabkan biaya pokok produksi (BPP) mencapai Rp 2.098/kWh pada 2009.

Daya mampu dari ketiga sistem interkoneksi rata-rata 72 % dari daya terpasang sehingga menyebabkan sistem masih mengalami defisit. Daftar tunggu 2009 yang belum dilayani di wilayah NTB mencapai 155.400 pelanggan daya 130 MVA akibat selama 10 tahun terakhir tidak ada penambahan pembangkit baru. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem seperti ditunjukkan **Tabel B.16-1**.

Tabel B.16-1. Komposisi Kapasitas Pembangkit

Sistem	Jenis	Kapasitas Trpasang [MW]	Daya Mampu [MW]	Beban Puncak [MW]
Sistem Interkoneksi				
1. Sistem Lombok	PLTD/M	114,9	81,8	110
2. Sistem Sumbawa	PLTD/M	28,1	19,1	22
3. Sistem Bima	PLTD	26,4	18,8	22,5
Sistem Terisolasi				
Sektor Lombok				
1. Gili Air	PLTD	0,4	0,27	0,66
2. Gili Meno	PLTD	0,2	0,15	0,03
3. Gili Trawangan	PLTD	1,5	1,05	0,17
4. Marangkik	PLTD	0,04	0,037	0,03
Cabang Sumbawa				
1. Sebotok	PLTD	0,04	0,038	0,038
2. Labuhan Haji	PLTD	0,04	0,038	0,020
3. Lebin	PLTD	0,24	0,22	0,11
4. Bugis Medang	PLTD	0,18	0,15	0,10
5. Klawis	PLTD	0,12	0,09	0,06
6. Lunyuk	PLTD	0,60	0,58	0,54
7. Lantung	PLTD	0,24	0,09	0,08
Cabang Bima				
1. Bajo Pulau	PLTD	0,06	0,05	0,04
2. Nggelu	PLTD	0,05	0,04	0,03
3. Pai	PLTD	0,04	0,03	0,02
4. Sai	PLTD	0,06	0,05	0,04
5. Sampungu	PLTD	0,06	0,05	0,01
6. Kempo	PLTD	0,06	0,05	0,04
7. Kwangko	PLTD	0,08	0,07	0,06
8. Pekat	PLTD	1,24	0,95	0,62
9. Kuta Monta	PLTD	0,34	0,28	0,14
Total		173,49	122,93	157,34

B16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Rata-rata pertumbuhan permintaan 5 tahun terakhir adalah 13,6% per-tahun, dimana permintaan pada tahun 2005 sebesar 451,5 GWh dan menjadi 751,5 GWh pada tahun 2009. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga 62,97% disusul sektor bisnis 24,26%. Dalam proyeksi 10 tahun kedepan, komposisi permintaan tenaga listrik masih tetap didominasi oleh sektor rumah tangga.

Proyeksi permintaan listrik juga memperhitungkan daftar tunggu yang sudah terdaftar sejak tahun 2005 dan calon pelanggan besar di sektor wisata.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi diasumsikan rata-rata sebesar 6,7% per tahun.
- Pertumbuhan rata-rata penduduk diproyeksikan 0,77% pertahun.
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 5,95% pada tahun 2019.
- Rasio elektrifikasi mencapai 68,3 % pada tahun 2019.
- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,7.

Proyeksi Kebutuhan Listrik NTB 2010-2019

Dari realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 sebagaimana diperlihatkan pada table B.16-2.

Tabel B.16-2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	752,6	856,0	179,9	407.218
2011	845,8	962,5	200,5	436.591
2012	945,1	1.075,9	222,6	468.129
2013	1.072,4	1.218,3	249,2	502.031
2014	1.170,8	1.326,7	271,6	538.547
2015	1.280,0	1.445,9	296,2	577.753
2016	1.437,5	1.618,7	330,0	623.139
2017	1.627,9	1.827,4	369,9	672.184
2018	1.792,4	2.006,8	406,9	725.170
2019	1.976,2	2.206,7	448,1	782.414
Growth	11,3%	11,1%	10,7%	7,5%

B16.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi, dengan memperhitungkan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Barat (NTB) meliputi potensi energi air, panas bumi dan angin dengan jumlah total potensi $\pm 246,53$ MW. Daftar potensi energi primer ditunjukkan seperti pada Tabel B.16-3.

Tabel B.16-3. Daftar Potensi Energi Primer (1)

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan Yg Sudah Dicapai
I	Air			
	Kokok Putih	Lombok	7,5	Studi Kelayakan
	Segara Anak	Lombok	5,6	Dalam proses pengadaan (Skema IPP)
	Pekatan	Lombok	2	Studi Kelayakan dan Disain Rinci
	Brang Beh	Sumbawa	28	Pra Studi Kelayakan
	Brang Rhea	Sumbawa	22	Pra Studi Kelayakan
	Taliwang	Sumbawa	10	Reconnaissance Survey
	Tengah	Sumbawa	0,31	Identifikasi Lokasi
	Belo	Sumbawa	0,11	Identifikasi Lokasi
II	Panas Bumi			
	Semalun	Lombok	100	Hasil Studi <i>Geo Sains</i> & Pemboran <i>Thermal Gradient</i>
	Hu'u	Bima	65	Pra Studi Kelayakan
	Maronge	Sumbawa	6	Identifikasi Lokasi

Tabel B.16-3. Daftar Potensi Energi Primer (2)

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan Yg Sudah Dicapai
III	Angin			
	NTB Tersebar	Lombok, Trawangan, Medang & Sa'i	0,01	Total 4 Pulau, masing - masing Pulau Lombok dan 3 Pulau Kecil

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 537,7 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B.16-4.

Tabel B.16-4. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Lombok (APBN)	PLN	PLTU	1 x 25	2010	On Going
2	Santong	PLN	PLTM	1 x 0,85	2011	On Going
3	Bima (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 10	2011	On Going
4	Lombok Baru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 25	2011	On Going
5	Bima Pilot Project	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
6	Sumbawa Barat	PLN	PLTU	2 x 7	2012	Rencana
7	Sumbawa 1	PLN	PLTA	1 x 15	2013	Rencana
8	Sembalun (FTP2)	PLN	PLTP	2 x 10	2013	Rencana
9	Lombok (Loan, FTP2)	PLN	PLTU	2 x 25	2013	Rencana
10	Sumbawa	PLN	PLTD	2 x 5	2015	Rencana
11	Lombok	PLN	PLTG	2 x 25	2015/16	Rencana
12	Huu (Extention)	PLN	PLTP	2 x 20	2015/16	Rencana
13	Sembalun (Extention)	PLN	PLTP	2 x 20	2018/19	Rencana
14	Lombok	PLN	PLTD	2 x 7,5	2019	Rencana
15	Kokok Putih	Swasta	PLTM	2 x 1,9	2011	Rencana
16	Lombok	Swasta	PLTU	2 x 25	2012/13	Negosiasi
17	Sumbawa Baru I (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 10	2012/13	Rencana
18	Sumbawa Baru II	Swasta	PLTU	2 x 15	2013/14	Rencana
19	Huu (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 10	2014	Rencana
20	Lombok Baru I	Swasta	PLTU	2 x 25	2017/18	Rencana
Total Kapasitas				537,7		

Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk

Pembangunan Transmisi

Pembangunan pembangkit PLTU batubara di beberapa lokasi harus di ikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan energy yang dibangkitkan ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi seperti ditampilkan pada Tabel B.16-5.

Tabel B.16-5. Pembangunan transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	GI Ampenan	PLTU Jeranjang	150 kV	2 cct, 1 HAWK	15,2	0,84	2010
2	PLTU Jeranjang	GI Sengkol	150 kV	2 cct, 1 HAWK	68,2	3,78	2010
3	GI Sengkol	GI Selong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	76	4,21	2010
4	GI Sengkol	GI Kuta	150 kV	2 cct, 1 HAWK	21	1,16	2010
5	PLTU Bima 1 (Perpres I)	GI Bima	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	24	1,05	2010
6	GI Bima	GI Dompu	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	120	5,24	2010
7	PLTU Sumbawa (FTP 2)	GI Labuhan	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	16,64	0,73	2011
8	PLTU Sumbawa (FTP 2)	GI Tano	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	96	4,19	2011
9	PLTU IPP Lombok	GI Selong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1,66	2012
10	GI Selong	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	1,66	2012
11	GI Ampenan	GI Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	48	2,66	2012
12	PLTP Sembalun (FTP2)	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3,32	2013
13	PLTA Sumbawa 1	GI Labuhan	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	60,8	2,65	2013
14	PLTP Huu (FTP 2)	GI Dompu	70 kV	2 cct, AAAC 1x240	60,8	2,65	2014
15	GI Dompu	GI Labuhan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	283,84	15,72	2016
				Jumlah	1.010	51,53	

Terkait dengan itu, dalam periode 2010-2019 akan dibangun transmisi 150 kV di Lombok dan 70 kV di sistem Sumbawa dan di sistem Bima dengan total panjang 1.010 km sirkit di Propinsi NTB. Untuk menghubungkan

sistem 70 kV Sumbawa dengan sistem 70 kV Bima yang berjarak lebih dari 100 km, perlu dibangun transmisi interkoneksi dengan level tegangan 150 kV.

Pembangunan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan proyeksi kebutuhan listrik dan penambahan pelanggan, perlu dibangun GI 150/20 kV dan GI 70/20 kV untuk menyalurkan energy dari pembangkit ke beban. Selain itu, diperlukan juga perluasan GI eksisting agar kapasitas dan keandalannya meningkat, dengan menambah trafo tenaga distribusi di GI. Jumlah kapasitas trafo GI yang akan dibangun selama kurun waktu 2010-2019 mencapai 760 MVA.

Rincian rencana pembangunan GI seperti pada Tabel B.16-6.

Tabel B.16-6. Pembangunan Gardu Induk

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Ampenan	150/20 kV	New	60	4,33	2010
2	Sengkol	150/20 kV	New	30	4,18	2010
3	Selong	150/20 kV	New	30	2,94	2010
4	Kuta	150/20 kV	New	30	2,94	2010
5	Dompu	70/20 kV	New	20	2,20	2010
6	Bima	70/20 kV	New	20	3,14	2010
7	Jeranjang	150/20 kV	New	30	1,71	2011
8	Labuhan	70/20 kV	New	20	2,20	2011
9	Tano	70/20 kV	New	20	2,20	2011
10	Kuta	150/20 kV	Extension	30	1,39	2012
11	Tanjung	150/20 kV	New	30	2,94	2012
12	Pringgabaya	150/20 kV	New	30	2,94	2012
13	Dompu	70/20 kV	Extension	20	1,01	2012
14	Labuhan	70/20 kV	Extension	20	1,01	2013
15	Jeranjang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
16	Selong	150/20 kV	Extension	30	1,39	2014
17	Ampenan	150/20 kV	Extension	30	1,39	2015
18	Labuhan	70/20 kV	Extension	20	1,01	2015
19	Bima	70/20 kV	Extension	20	1,01	2015
20	Kuta	150/20 kV	Extension	30	1,39	2016
21	Dompu	150/70 kV	IBT	30	2,02	2016
22	Labuhan	150/70 kV	IBT	30	2,02	2016
23	Sengkol	150/20 kV	Extension	30	1,39	2017
24	Dompu	70/20 kV	Extension	20	1,01	2017
25	Jeranjang	150/20 kV	Extension	30	1,39	2018
26	Tano	70/20 kV	Extension	20	1,01	2018
27	Tanjung	150/20 kV	Extension	30	1,39	2019
28	Bima	70/20 kV	Extension	20	1,01	2019
			Jumlah	760	63,54	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tersebut di atas, tambahan sambungan pelanggan baru yang akan dilayani sekitar 387.258 pelanggan atau rata-rata 38.725 pelanggan setiap tahun.

Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi : jaringan tegangan menengah (JTM) 3.537 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 3.891 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 235 MVA, seperti ditampilkan dalam **Tabel B.16-7** berikut.

Tabel B.16-7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	443,4	487,8	29,4	50.222
2011	535,6	589,2	35,6	60.076
2012	453,8	499,2	30,1	50.411
2013	234,7	258,2	15,6	25.824
2014	250,6	275,7	16,6	27.318
2015	267,6	294,4	17,8	28.898
2016	304,9	335,4	20,2	32.921
2017	326,9	359,6	21,7	34.972
2018	347,3	382,0	23,1	37.151
2019	372,3	409,6	24,7	39.465
2010-2019	3.536,9	3.891,2	234,8	387.258

B16.4 Sistem Kelistrikan Tiga Gili

Kondisi Geografis

Tiga Gili masing–masing meliputi Gili Air, Gili Meno dan Gili Trawangan, dimana ketiga pulau tersebut merupakan lokasi wisata yang sangat potensial dan menjadi aset wisata andalan, terletak di barat daya pulau Lombok. Tiga Gili masuk dalam wilayah administrasi Kabupaten Lombok Utara yang merupakan pemekaran dari Kabupaten Lombok Barat.

Kondisi saat ini

Sistem kelistrikan di Tiga Gili merupakan sistem terisolasi, masing–masing dipasok dari PLTD Gili Air, PLTD Gili Meno dan PLTD Gili Trawangan melalui JTM 20 kV, dengan catatan pengusahaan seperti pada Tabel B.16-8. *Specific Fuel Consumption (SFC)* ketiga PLTD adalah 0,33 ltr/kWh setara Rp1.968/kWh.

Dengan memperhitungkan biaya pemeliharaan dan lain-lain, biaya pokok produksi menjadi sekitar Rp 3000,-/kWh.

Tabel B.16-8. Data Pengusahaan Tiga Gili

No	Sistem	Daya Terpasang (kW)	Daya Mampu (kW)	Beban Puncak (kW)	Jml Pelanggan
1	Gili Air	404	270	240	284
2	Gili Meno	200	150	91	127
3	Gili Trawangan	1.485	1.050	735	416

Pengembangan Sistem Kelistrikan Tiga Gili

Adanya potensi wisata dengan beberapa calon pelanggan potensial seperti hotel yang terus tumbuh, namun demikian mengingat BPP di sistem Tiga Gili masih tinggi, perlu diupayakan untuk menurunkan BPP dan mengembangkan sistem kelistrikan di Tiga Gili.

Memperhatikan lokasi dan rencana pengembangan potensi kawasan tersebut, maka tahun 2012 direncanakan membangun jaringan 20 kV menghubungkan sistem kelistrikan Tiga Gili dengan sistem Lombok daratan.

Pertimbangan teknis dan ekonomi dari rencana pengembangan ini ialah :

- Tahun 2012 PLTU Jeranjang 3 x 25 MW beroperasi sehingga terjadi bauran energi antara batubara dengan BBM. Kondisi ini akan menurunkan BPP di sistem Lombok termasuk Tiga Gili.
- Potensi demand yang besar dan didominasi oleh pelanggan kelompok bisnis, maka daerah Tiga Gili akan dijadikan *pilot project* bagi PLN Wilayah NTB untuk implementasi tarif regional dengan metode pra bayar. Ini merupakan salah satu upaya yang lebih efektif untuk meningkatkan pendapatan sekaligus mengurangi subsidi dari Pemerintah.

B16.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B.16-9.

Tabel B.16-9. Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	753	856	180	25	190	324	105,9
2011	846	963	200	75	70	113	145,0
2012	945	1.076	223	63	110	108	155,7
2013	1.072	1.218	249	125	20	121	239,5
2014	1.171	1.327	272	60	60	61	147,5
2015	1.280	1.446	296	55	70		75,9
2016	1.437	1.619	330	45	90	284	85,7
2017	1.628	1.827	370	25	50		63,5
2018	1.792	2.007	407	30	50		100,6
2019	1.976	2.207	448	35	50		71,4
Jumlah				538	760	1.010	1.190,6

LAMPIRAN B.17

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

B17.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Nusa Tenggara Timur terdiri dari 105 sistem, beroperasi secara terpisah dengan beban puncak 2009 sebesar 89,33 MW dan dipasok oleh pembangkit-pembangkit PLTD yang disalurkan langsung melalui jaringan 20 kV. Daerah kerja PLN Wilayah NTT membawahi 4 Cabang dan 16 Ranting, melayani seluruh wilayah kerja administrasi Provinsi Nusa Tenggara Timur, seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Daerah Pelayanan PLN Wilayah NTT

Sistem kelistrikan Kupang sebagai ibu kota Propinsi NTT mendominasi seluruh kebutuhan listrik yang ada di NTT mencapai sekitar 35% dari beban puncak sistem kelistrik secara keseluruhan. Hampir semua pembangkit di NTT atau sebanyak 23 lokasi pembangkit menggunakan BBM sebagai sumber energy primer yaitu PLTD dan hanya ada satu unit PLTM. Akibatnya, biaya pokok produksi

listrik di NTT menjadi mahal. Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B.17-1.

Tabel B.17-1. Daftar Pembangkit terpasang di NTT

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Kupang	PLTD	PLN	53.50	30.47
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	PLN	0.98	0.36
3	Sistem Soe	PLTD	PLN	3.80	2.90
4	Sistem Kefamananu	PLTD	PLN	4.60	2.76
5	Sistem Atambua	PLTD	PLN	5.62	4.20
6	Sistem Betun	PLTD	PLN	1.35	0.93
7	Sistem Kalabahi	PLTD	PLN	3.94	2.46
8	Sistem Rotendao	PLTD	PLN	2.28	1.48
9	Sistem Ende	PLTD	PLN	8.74	5.90
10	Sistem Wolowaru	PLTD	PLN	1.19	0.78
11	Sistem aesea	PLTD	PLN	1.13	0.75
12	Sistem Bajawa	PLTD	PLN	4.16	2.69
13	Sistem Ruteng	PLTD	PLN	5.39	3.47
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	PLN	2.41	1.39
15	Sistem Maumere	PLTD	PLN	9.80	5.79
16	Sistem Lantuka	PLTD	PLN	4.57	2.63
17	Sistem Adonara	PLTD	PLN	2.93	1.75
18	Sistem Lembata	PLTD	PLN	2.68	1.50
19	Sistem Waingapu	PLTD	PLN	4.59	3.17
20	Sistem Waikabubak	PLTD	PLN	4.30	2.04
	- Lokomoro	PLTMH	PLN	0.80	0.80
21	Gab. Isol. Cab. Kupang	PLTD	PLN	5.79	3.53
22	Gab. Isol. Cab. FBB	PLTD	PLN	6.03	4.37
23	Gab. Isol. Cab. Sumba	PLTD	PLN	1.05	0.87
24	Gab. Isol. Cab. FBT	PLTD	PLN	2.77	2.34
Jumlah				144.38	89,33

B17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dalam kurun waktu lima tahun terakhir 2005-2009, realisasi jumlah pelanggan mengalami peningkatan dari 216.567 pelanggan menjadi 253.555 pelanggan, atau bertambah rata-rata hanya 4,3 % per tahun karena keterbatasan kemampuan pembangkit yang ada. Oleh karena itu, ketersediaan pasokan listrik dalam jumlah yang cukup dan handal sangat diperlukan.

Asumsi

- Pertumbuhan ekonomi di asumsikan rata-rata sebesar 6,3% per tahun.
- Pertumbuhan penduduk diproyeksikan 1,54% pertahun
- Susut distribusi ditargetkan turun menjadi 6,02% pada tahun 2019
- Rasio elektrifikasi pada tahun 2019 mencapai 100%.

- Elastisitas pertumbuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi 1,92

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi NTT 2010-2019

Mengacu pada realisasi pengusahaan lima tahun sebelumnya dan dengan menggunakan asumsi tersebut diatas, proyeksi kebutuhan listrik 2010–2019 sebagaimana terdapat pada tabel B.17-2.

Tabel B.17-2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Sales GWh	Produksi GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	431,2	474,3	92,5	289.040
2011	488,6	537,8	105,9	317.578
2012	552,9	608,7	121,1	348.944
2013	625,2	687,4	138,2	383.426
2014	707,0	775,7	157,5	421.328
2015	781,5	855,2	173,6	463.000
2016	863,9	943,0	191,5	508.820
2017	955,1	1.039,9	211,1	559.202
2018	1.056,1	1.147,5	233,0	614.605
2019	1.146,2	1.242,7	251,1	675.532
Growth	11,5%	11,3%	11,7%	9,9%

B17.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut diatas, diperlukan pembangunan pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi sebagai berikut, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

Potensi Energi Primer

Provinsi NTT mempunyai potensi energi primer yang tersebar di beberapa pulau. Berdasarkan data dari Dinas Pertamben Propinsi NTT, potensi energi setempat yang siap dimanfaatkan antara lain :

- Pulau Timor – Kupang dengan potensi Bayu \pm 2,02 MW dan Air \pm 4,8 MW
- Pulau Flores, potensi Panasbumi \pm 115 MW, Air \pm 23,22 MW, Bayu \pm 0,5 MW
- Pulau Sumba, potensi Surya \pm 3 MW (sudah ada MoU), Air \pm 12,40 MW dan Hibryd \pm 1,5 MW
- Pulau Alor dengan total potensi Panasbumi \pm 20 MW dan Air \pm 28 kW
- Pulau Lembata dengan total potensi Panasbumi \pm 5 MW
- Pulau Rote dengan total potensi Bayu \pm 1 MW



Gambar 2. Sumber Energi Primer di Provinsi NTT

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT sampai dengan tahun 2019 direncanakan dipenuhi dengan mengembangkan pembangkit PLTP, PLTU batubara skala kecil, PLTMH, PLTD, PLTS dan PLT-Hybrid tersebar di beberapa lokasi, dengan total kapasitas yang akan dibangun mencapai 266,3 MW seperti ditampilkan pada Tabel B.17-3. PLT-Hybrid merupakan kombinasi antara PLT Bayu atau PLTS dengan PLTD eksisting, dengan maksud agar penggunaan BBM bisa dikurangi terutama pada saat siang hari untuk PLTS dan saat angin kencang untuk PLTB.

Tabel B.17-3. Pengembangan Pembangkit di NTT

No.	PROYEK	PEMILIK	JENIS	MW	COD	STATUS
1	Ulumbu (ADB)	PLN	PLTP	2 x 2,5	2010	On Going
2	Ulumbu (APBN)	PLN	PLTP	2 x 2,5	2010	On Going
3	Ropa/Ende (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 7	2010	On Going
4	Kalabahi	PLN	PLTD	1 x 0,75	2011	Rencana
5	Soe	PLN	PLTD	1 x 2	2011	Rencana
6	Waingapu	PLN	PLTD	1 x 1	2011	Rencana
7	Maubesi	PLN	PLTH	3 x 0,5	2010/14/17	Rencana
8	Atambua	PLN	PLTD	2 x 1	2011	Rencana
9	Atambua (APBN)	PLN	PLTU	4 x 6	2011	On Going
10	Kupang Baru (FTP1)	PLN	PLTU	2 x 16,5	2011	On Going
11	Adonara	PLN	PLTD	2 x 0,5	2011/13	Rencana
12	Ende	PLN	PLTD	2 x 2,5	2011/13	Rencana
13	Lembata	PLN	PLTD	3 x 1	2011/13/17	Rencana
14	Mauhau	PLN	PLTH	2 x 0,5	2011/17	Rencana
15	Rote Ndao	PLN	PLTD	1 x 0,5	2012	Rencana
16	Ndungga	PLN	PLTM	2 x 0,95	2012	On Going
17	Alor	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
18	Labuhan Bajo	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
19	Rote	PLN	PLTU	2 x 3	2012	Rencana
20	Maumere	PLN	PLTD	3 x 2,5	2012/14/16	Rencana
21	Sabu	PLN	PLTD	2 x 0,25	2012/15	Rencana
22	Larantuka	PLN	PLTD	2 x 2,5	2013/14	Rencana
23	Bukapiting	PLN	PLTP	2 x 3	2013/14	Rencana
24	New Kupang	PLN	PLTD	4 x 7,5	2013/15/18	Rencana
25	Oka Larantuka	PLN	PLTP	2 x 3	2013/16	Rencana
26	Bajawa	PLN	PLTD	2 x 2,5	2014/15	Rencana
27	New Atambua	PLN	PLTD	2 x 7,5	2014/19	Rencana
28	Mondu	PLN	PLTH	2 x 0,5	2014/19	Rencana
29	Waikabubak	PLN	PLTD	1 x 1	2015	Rencana
30	Laratama	PLN	PLTD	1 x 1	2017	Rencana
31	Mataloko	PLN	PLTP	1 x 3	2017	Rencana
32	Labuhan Bajo	PLN	PLTH	1 x 0,5	2019	Rencana
33	Nangalili	PLN	PLTH	1 x 0,5	2019	Rencana
34	Wanokaka	Swasta	PLTM	2 x 0,8	2011	Rencana
35	Kambaniru	Swasta	PLTM	2 x 1	2012	Rencana
36	Atadei (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 2,5	2014	Rencana
37	Sukoria (FTP2)	Swasta	PLTP	2 x 2,5	2014	Rencana
38	Ulumbu	Swasta	PLTP	2 x 3	2011/12	Rencana
39	Larantuka (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 4	2014	Rencana
40	Waingapu (FTP2)	Swasta	PLTU	2 x 4	2014	Rencana
41	Kupang	Swasta	PLTU	2 x 15	2016/17	Rencana
Total Kapasitas				266,3		

Ket : FTP-2 (Fast track program-2 / program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 2)
 PLTH : Pembangkit hybrid PLTB/PLTS dengan PLTD

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pembangunan pembangkit PLTU batubara tersebar, perlu dibangun jaringan transmisi 70 kV sepanjang 620 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 31,81 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B.17-4.

Tabel B.17-4. Pembangunan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Conductor	Panjang (kms)	Anggaran Juta USD	COD
1	Ropa	Ende	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	44	1,92	2011
2	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	60	2,62	2011
3	Bolok	Maulafa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	15	0,83	2011
4	Maulafa	Naibonat	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	31	1,35	2011
5	Naibonat	Nonohonis/Soe	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	51	2,23	2011
6	Kefamenau	Atambua	70 kV	2 cct, 1 HAWK	75	4,15	2011
7	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, 1 HAWK	18	1,00	2011
3	PLTP Sukoria (FTP2)	Ropa	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	1,31	2014
8	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	60	3,32	2014
9	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, 1 HAWK	85	4,71	2014
10	Kefamenau	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, 1 HAWK	51	2,83	2014
11	Ende	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	100	5,54	2014
Jumlah					620	31,81	

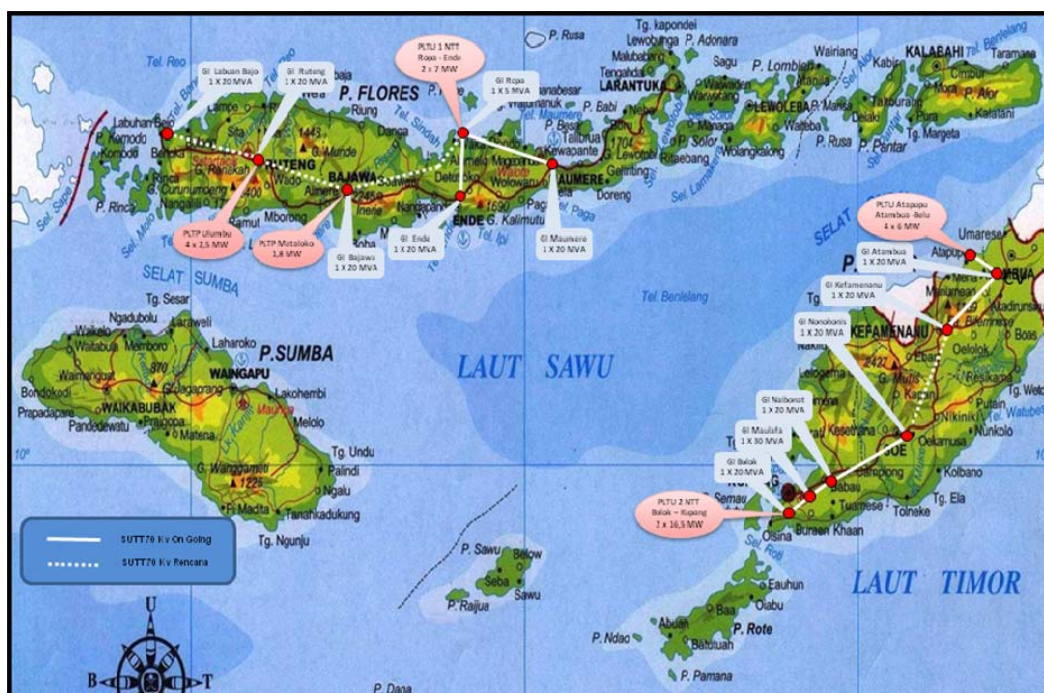
Pengembangan GI

Berkaitan dengan pembangunan PLTU batubara dan jaringan transmisi 70 kV, sampai dengan tahun 2019 diperlukan pembangunan GI baru dan pengembangan GI 70/20 kV yang sudah ada di 19 lokasi tersebar di Pulau Timor dan Pulau Flores dengan penambahan kapasitas total trafo GI sebesar 395 MVA dan prakiraan biaya sebesar USD 31,01 juta seperti diperlihatkan pada Tabel B.17-5.

Dengan selesainya pembangunan SUTT 70 kV sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 3, khususnya di Pulau Timor dan Pulau Flores, akan meningkatkan keandalan pasokan listrik setempat.

Tabel B.17-5 Pengembangan GI 70 kV di NTT

No.	Gardu Induk	Tegangan	Baru/ Extension	Daya (MVA)	Anggaran Juta USD	COD
1	Ropa	70/20 kV	New	5	1,89	2010
2	Ende	70/20 kV	New	20	1,95	2011
3	Maumere	70/20 kV	New	20	1,95	2011
4	Bolok	70/20 kV	New	20	1,95	2011
5	Maulafa	70/20 kV	New	30	2,19	2011
6	Naibonat	70/20 kV	New	20	1,95	2011
7	Nonohonis	70/20 kV	New	20	1,95	2011
8	Kefamenanu	70/20 kV	New	20	1,95	2011
9	Atambua	70/20 kV	New	20	1,95	2011
10	Maulafa	70/20 kV	extension	30	1,26	2013
11	Bajawa	70/20 kV	New	20	1,91	2014
12	Ruteng	70/20 kV	New	20	1,91	2014
13	Labuan Bajo	70/20 kV	New	20	1,91	2014
14	Atambua	70/20 kV	extension	20	1,01	2016
15	Maulafa	70/20 kV	extension	30	1,26	2017
16	Naibonat	70/20 kV	extension	20	1,01	2017
17	Ende	70/20 kV	ektesion	20	1,01	2018
18	Maumere	70/20 kV	extension	20	1,01	2018
19	Nonohonis	70/20 kV	extension	20	1,01	2019
Jumlah				395	31,01	



Gambar 3 Peta Jaringan SUTT 70 kV di Pulau Timor

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 410 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 41 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan tegangan menengah (JTM) sepanjang 2.416 kms, jaringan tegangan rendah (JTR) sekitar 2.941 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 238 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B.17-6 berikut.

Tabel B.17-6. Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	198,2	227,7	14,0	23.833
2011	237,4	272,6	16,8	28.538
2012	243,4	282,4	18,4	31.366
2013	248,3	291,6	20,2	34.482
2014	251,8	299,8	22,1	37.902
2015	253,6	306,8	24,2	41.672
2016	253,3	312,2	26,5	45.819
2017	250,5	315,8	29,1	50.382
2018	244,5	317,0	31,9	55.403
2019	235,0	315,3	34,9	60.927
2010-2019	2.416,0	2.941,1	238,2	410.325

B17.4 Pengembangan Sistem Kelistrikan di pulau Timor

Kondisi Saat Ini

Pulau Timor merupakan salah satu pulau besar dari beberapa pulau lain yang berada di NTT. Saat ini sedang dibangun PLTU batubara di Kupang dan Atambua. PLTU Atambua 4x6 MW yang diperkirakan beroperasi pada tahun 2011 akan di salurkan melalui transmisi 70 kV ke Kabupaten Belu - Atambua dan Kabupaten Timor Tengah Utara - Kefamenanu. Pada sistem Atambua dan Kefamenanu terdapat 9 Sub Ranting yaitu : Wini, Maniki, Betun, Boas, Dirun, Kaputu, Kobalima, Biukdufoho dan Haekesak yang saat ini beroperasi 12 jam perhari tersebar di beberapa Kecamatan.

Pengembangan Sistem Distribusi 20 kV

Pengembangan sistem distribusi pada 9 Sub Ranting yang direncanakan akan selesai pada tahun 2011 seiring dengan operasinya PLTU Atambua. Daya listrik yang digunakan untuk melayani beban di sistem Atambua dan sistem Kefamenanu $\pm 17,5$ MW sehingga masih ada peluang PLN untuk menjual energi listrik ke Negara Timor Leste melalui sistem 20 kV.

Pengembangan Energi Terbarukan

Dalam rangka mengurangi konsumsi BBM, di beberapa Pulau kecil direncanakan dibangun pembangkit tenaga angin, surya dan air untuk selanjutnya dioperasikan secara hybrid dengan PLTD yang ada, antara lain di Pulau Ende, Pulau Pamana, Pulau Sema, Pulau Pantar, Pulau Solor dan Pulau Sabu. Beban puncak tahun 2009 dilokasi-lokasi tersebut berkisar antara 50 kW sampai 500 kW.

B17.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti dalam Tabel B.17-7.

Tabel B.17-7 Ringkasan

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Juta US\$
	Energy Sales GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	Gardu Induk MVA	Transmisi kms	
2010	431	474	93	30	5		35,8
2011	489	538	106	66	170	294	167,4
2012	553	609	121	32			80,2
2013	625	687	138	17	30		31,6
2014	707	776	158	45	60	326	105,0
2015	781	855	174	11			24,0
2016	864	943	191	21	20		51,9
2017	955	1.040	211	21	50		54,3
2018	1.056	1.148	233	8	40		23,9
2019	1.146	1.243	251	18	20		32,2
Jumlah				266	395	620	606,3

¹ Termasuk investasi pengembangan distribusi sekitar USD 83,89 juta.

LAMPIRAN B18

NERACA DAYA SISTEM-SISTEM ISOLATED WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

LAMPIRAN B18.1

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

Neraca Daya Sistem Kotabaru

UNIT	URAIAN	UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	KEBUTUHAN											
	Produksi Energi		40.4	44.2	71.1	76.1	81.7	87.8	94.3	101.3	114.7	123.0
	Load Faktor	%	63.9	64.3	64.6	64.9	65.2	65.5	65.9	66.2	66.5	66.9
	Beban Puncak	MW	7.2	7.9	12.6	13.4	14.3	15.3	16.3	17.5	19.7	21.0
	PASOKAN											
	Kapasitas Terpasang		6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
	Derating Kapasitas		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	PLN											
	Manufacture	Size Jumlah Unit										
1	SWD	0.40 2	MW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
2	KUBOTA	0.60 1	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
3	DEUTZ MWM	0.70 1	MW	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
4	WARTSILA	1.25 2	MW	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
5	MIRREES	0.94 1	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
6	KUBOTA	0.60 1	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	PEMBANGKIT SEWA											
	Sewa PLTD HSD		MW	5.0	4.0	2.0						
	PROJECT PLN											
	PLTD Kotabaru		MW				4.0		4.0			
	PLTU Kotabaru [APBN-P]		MW			14.0						
	PROJECT IPP											
	New Kotabaru I		MW									
	KAPASITAS EFEKTIF	MW	10.2	9.2	21.2	23.2	23.2	23.2	27.2	27.2	27.2	27.2
	Cadangan		1.3	1.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
	Pemeliharaan		1.3	1.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
	SURPLUS / DEFISIT	MW	1.7	0.0	1.6	2.8	1.9	0.9	3.8	2.7	0.5	(0.8)

Neraca Daya Sistem Batulicin/Pagatan

UNIT	URAIAN			UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	KEBUTUHAN													
	Produksi Energi			GWH	45.0	48.1	51.5	55.3	59.5	64.0	68.6	73.4	78.5	84.0
	Load Faktor			%	54.9	53.8	52.7	51.7	50.7	49.7	48.7	47.7	46.8	45.9
	Beban Puncak			MW	9.4	10.2	11.1	12.2	13.4	14.7	16.1	17.6	19.2	20.9
	PASOKAN													
	Kapasitas Terpasang				7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Derating Kapasitas				2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>PLTD PAGATAN [PLN]</u>													
	Manufacture	Size	Jumlah Unit											
1	DEUTZ	0.26	1	MW	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	MWM	0.50	1	MW	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	KUBOTA	0.30	2	MW	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	SKODA	0.66	2	MW	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	PERKINS	0.53	1	MW	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	DEUTZ MWM	0.50	1	MW	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	KUBOTA	0.85	1	MW	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PERKINS	0.53	1	MW	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	MTU	0.53	3	MW	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	MTU	0.80	1	MW	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PEMBANGKIT SEWA													
	Sewa PLTD HSD [Sewatama]			MW	3.0									
	Sewa PLTD MFO [Baru]			MW	5.0									
	Sewa PLTU													
	PEMBELIAN ENERGI													
	PT. Indocement Tunggai Prakarsa				3.5									
	PROJECT PLN													
	PROJECT IPP													
	KAPASITAS EFEKTIF			MW	16.8									
	Cadangan			MW	1.6									
	Pemeliharaan				1.6									
	SURPLUS / DEFISIT			MW	5.8									

LAMPIRAN B18.2

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

Neraca Daya Sistem Sampit

URAIAN			UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN													
Produksi Energi			GWH	101.6	110.7	120.7	132.2	144.9	158.8	173.6	189.4	206.4	225.0
Load Faktor			%	61.2	61.1	61.0	60.9	60.9	60.8	60.7	60.6	60.5	60.5
Beban Puncak			MW	19.0	20.7	22.6	24.8	27.2	29.8	32.7	35.7	38.9	42.5
PASOKAN													
Kapasitas Terpasang			MW	19.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating Kapasitas				5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT PLN													
Manufacture	Size	Jumlah Unit											
COCKERILL	1.00	2	MW	2.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAK	1.28	2	MW	2.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NIIGATA	3.00	1	MW	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DAIHATSU	3.00	1	MW	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CATERPILLAR	1.20	1	MW	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAK	2.80	2	MW	5.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	1.00	2	MW	2.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT SEWA													
Sewa PLTD HSD [Kaltimex]			MW	4.8									
Sewa PLTD HSD [Baru]			MW	6.0									
PROJECT PLN													
PROJECT IPP													
				Disuplai dari Grid GI Sampit 150 kV tahun 2011									
KAPASITAS EFEKTIF			MW	24.9									
Cadangan			MW	3.0									
Pemeliharaan				3.0									
SURPLUS / DEFISIT			MW	2.9									

Neraca Daya Sistem Pangkalan Bun

URAIAN			UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN													
Produksi Energi			GWH	81.8	88.6	96.0	104.5	113.8	124.0	134.8	146.1	158.3	171.4
Load Faktor			%	58.8	59.6	60.4	61.2	62.0	62.8	63.7	64.5	65.4	66.3
Beban Puncak			MW	15.9	17.0	18.1	19.5	21.0	22.5	24.2	25.8	27.6	29.5
PASOKAN													
Kapasitas Terpasang			MW	17.5	17.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating Kapasitas				3.8	3.8	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT PLN													
Manufacture	Size	Jumlah Unit											
MWM	0.53	2	MW	1.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-
MTU	0.53	1	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
KUBOTA	0.85	1	MW	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-
NIIGATA	1.10	1	MW	1.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-
PERKINS	0.70	2	MW	1.4	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
SKODA	0.53	2	MW	1.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.26	2	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD KUMAI													
MAK	2.80	2	MW	5.6	5.6	-	-	-	-	-	-	-	-
MAK CAT	2.70	2	MW	5.4	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT SEWA													
Sewa PLTD HSD [Sewatama]			MW										
Sewa PLTD HSD [PEMDA]			MW										
PROJECT PLN													
PROJECT IPP													
PLTU Pangkalan Bun			MW	14.0									
						Disuplai dari Grid GI Pangkalan Bun 150 kV tahun 2012							
KAPASITAS EFEKTIF			MW	27.8	27.8								
Cadangan			MW	7.0	7.0								
Pemeliharaan				7.0	7.0								
SURPLUS / DEFISIT			MW	4.9	3.8								

Neraca Daya Sistem Buntok

URAIAN			UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN													
Produksi Energi			GWH	26.6	29.3	32.3	35.8	39.7	44.0	48.7	53.7	59.1	65.2
Load Faktor			%	52.7	53.7	54.7	55.7	56.7	57.8	58.9	60.0	61.1	62.3
Beban Puncak			MW	5.8	6.2	6.8	7.3	8.0	8.7	9.4	10.2	11.0	12.0
PASOKAN													
Kapasitas Terpasang				6.4	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating Kapasitas				1.8	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT PLN													
Manufacture	Size	Jumlah Unit											
M W M	0.22	1	MW	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.26	3	MW	0.8	0.8	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.50	2	MW	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-
MIRRLESS	0.94	2	MW	1.9	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.50	3	MW	1.5	1.5	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	1.00	1	MW	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT SEWA													
Sewa PLTD HSD [PEMDA]													
PROJECT PLN													
Sewa PLTD			MW	4.0									
PLTU Buntok (KPI)			MW			14.0							
PROJECT IPP													
PLTU [IPP]													
						Disuplai dari Grid GI Buntok 150 kV tahun 2012							
KAPASITAS EFEKTIF			MW	8.6	8.6								
Cadangan			MW	1.0	1.0								
Pemeliharaan				1.0	1.0								
SURPLUS / DEFISIT			MW	1.8	1.4								

Neraca Daya Sistem Muara Teweh

705

URAIAN			UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN													
Produksi Energi			GWH	25.2	27.1	29.3	31.7	34.4	37.3	40.3	43.5	46.9	50.6
Load Faktor			%	54.7	54.5	54.3	54.1	54.0	53.8	53.6	53.4	53.2	53.1
Beban Puncak			MW	5.3	5.7	6.1	6.7	7.3	7.9	8.6	9.3	10.1	10.9
PASOKAN													
Kapasitas Terpasang				6.0	6.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating Kapasitas				1.8	1.8	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT PLN													
Manufacture	Size	Jumlah Unit											
MWM	0.22	2	MW	0.4	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-
SWD	0.34	2	MW	0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
MWM	0.22	2	MW	0.4	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-
MIRREES	0.94	1	MW	0.9	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-
DAIHATSU	1.25	1	MW	1.3	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
D-MWM	0.50	1	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
MAN	0.50	1	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	1.25	1	MW	1.3	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-
PEMBANGKIT SEWA													
Sewa PLTD HSD			MW										
PROJECT PLN													
Sewa PLTD				4.0		(4.0)							
PROJECT IPP													
			MW										
				Disuplai dari Grid GI Muara Teweh 150 kV tahun 2012									
KAPASITAS EFEKTIF			MW	8.2	8.2								
Cadangan				1.3	1.3								
Pemeliharaan				1.3	1.3								
SURPLUS / DEFISIT			MW	1.7	1.3								

Neraca Daya Sistem Kuala Pambuang

URAIAN	UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN											
Produksi Energi	GWH	10.7	11.5	12.3	13.2	14.2	15.3	16.4	17.6	18.8	20.1
Load Faktor	%	58.3	57.8	57.2	56.7	56.2	55.7	55.1	54.6	54.1	53.6
Beban Puncak	MW	2.1	2.3	2.5	2.7	2.9	3.1	3.4	3.7	4.0	4.3
PASOKAN											
Kapasitas Terpasang		2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Derating Kapasitas		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PEMBANGKIT PLN											
Manufacture	Size	Jumlah Unit									
DEUTZ	0.10	2	MW	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MWM	0.22	4	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
MWM	0.53	1	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MAN	0.24	1	MW	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MTU	0.53	1	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
DEUTZ	0.53	1	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
PEMBANGKIT SEWA											
PLTD			MW								
PROJECT PLN											
PLTD/PLTGB			MW	1.0							
PLTU Kuala Pambuang (KPI)			MW		6.0						
PROJECT IPP											
PLTU IPP			MW								
KAPASITAS EFEKTIF											
	MW	3.3	3.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3
Cadangan		0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pemeliharaan		0.5	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
SURPLUS / DEFISIT	MW	0.6	0.5	6.3	3.6	3.4	3.1	2.9	2.6	2.3	2.0

Neraca Daya Sistem Kasongan

URAIAN	UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN											
Produksi Energi	GWH	32.6	35.5	38.7	42.3	46.3	50.7	55.4	60.3	65.7	71.5
Load Faktor	%	48.3	48.5	48.7	48.9	49.2	49.4	49.6	49.8	50.1	50.3
Beban Puncak	MW	7.7	8.4	9.1	9.9	10.8	11.7	12.7	13.8	15.0	16.2
PASOKAN											
Kapasitas Terpasang		9.5	10.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating Kapasitas		0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD TUMBANG SAMBA											
Manufacture	Size	Jumlah Unit									
DEUTZ	0.10	2	MW	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.24	2	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-
KOMATSU	0.24	2	MW	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-
CUMMINS	0.25	1	MW	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.22	1	MW	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-
PLTD TUMBANG KAMAN											
DEUTZ	0.04	2	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.10	1	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.13	1	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
PLTD PETAK BAHANDANG											
DEUTZ	0.04	1	MW	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-
DEUTZ	0.10	1	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
PLTD BAUNG BANGO											
DEUTZ	0.10	1	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
PLTD TELAGA PULANG											
DEUTZ / F5L 413FI	0.04	2	MW	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
	0.04		MW	-	-	-	-	-	-	-	-
PRY 6 & RTG SAMPIT											
PRY 6			MW	6.0	7.0	-	-	-	-	-	-
RTG SAMPIT			MW	1.2	1.2	-	-	-	-	-	-
PROJECT PLN											
PROJECT IPP											
Disuplai dari Grid GI Kasongan 150 kV tahun 2012											
KAPASITAS EFEKTIF	MW	8.8	9.8								
Cadangan	MW	0.1	0.1								
Pemeliharaan		0.1	0.1								
SURPLUS / DEFISIT	MW	1.0	1.4								

Neraca Daya Sistem Puruk Cahu

URAIAN	UNIT	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
KEBUTUHAN											
Produksi Energi	GWH	10.3	11.2	12.3	13.5	14.9	16.3	17.9	19.6	21.4	23.4
Load Faktor	%	64.3	64.3	64.4	64.5	64.6	64.7	64.7	64.8	64.9	65.0
Beban Puncak	MW	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.9	3.2	3.5	3.8	4.1
PASOKAN											
Kapasitas Terpasang		3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Derating Kapasitas		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Manufacture	Size Jumlah Unit										
<u>PLTD PURUK CAHU</u>											
Deutz	0.26 2	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MTU	0.25 1	MW	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
MWM	0.22 2	MW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Deutz	0.10 1	MW	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
D-MWM	0.54 1	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MTU	0.60 1	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
<u>PLTD MUARA LAUNG</u>											
Deutz	0.10 2	MW	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MWM	0.10 1	MW	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
MWM	0.04 1	MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<u>PLTD TUMBANG LAUNG</u>											
Deutz	0.04 2	MW	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
<u>PLTD MUARA UNTU</u>											
Deutz	0.04 1	MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<u>PLTD MANGKAHUI</u>											
Deutz	0.04 1	MW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz	0.10 1	MW	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
PROJECT PLN											
Sewa PLTD			1.0								
PROJECT PLN											
PLTD /PLTGB			1.0								1.0
KAPASITAS EFEKTIF	MW	3.4	3.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	5.4
Cadangan		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pemeliharaan		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
SURPLUS / DEFISIT	MW	1.0	0.8	1.6	1.4	1.2	0.9	0.6	0.3	0.0	0.7

LAMPIRAN B18.3

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

Neraca Daya Sistem Sangata

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	68.5	76.0	86.5	98.5	108.8	120.1	133.1	147.4	163.0	180.2
Produksi Energi			GWh	73.9	81.6	92.6	105.4	116.4	128.5	142.4	157.7	174.3	192.6
Beban Puncak			MW	12.1	13.4	15.2	17.2	19.0	21.1	23.4	26.0	28.8	31.9
Load Faktor			%	69.7	69.4	69.7	70.1	69.8	69.6	69.4	69.3	69.1	69.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	12.6	9.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Derating capacity			MW	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MAN	0.50	3		1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
CAT	1.00	2		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
MWM	0.70	2		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
MWM	0.50	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MWM	1.20	1		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Pembangkit Sewa													
Sewatama I				3.0									
Sewatama II				3.0	3.0								
Project PLN													
Project Swasta													
Sewa PLTGB				9.0			-9.0						
							Disuplai dari Grid 150 kV Tahun 2013						
Jumlah Kapasitas			MW	20.5	17.5	14.5							
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	1.2	1.2	1.2							
Surplus/Defisit			MW	7.2	2.9	-1.9							

Neraca Daya Sistem Kota Bangun

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	9.0	10.0	11.4	13.1	14.5	16.0	17.8	19.8	22.0	24.4
Produksi Energi			GWh	9.2	10.2	11.6	13.3	14.7	16.3	18.1	20.1	22.3	24.8
Beban Puncak			MW	2.3	2.5	2.8	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	5.8
Load Faktor			%	46.0	46.2	46.8	47.4	47.6	47.9	48.1	48.4	48.7	49.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
Derating capacity			MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Komatsu	0.2	1		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MAN	0.2	1		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Komatsu	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MAN	0.5	4		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
MTU	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Proyek PLN													
PLTD Kota Bangun												1.0	1.0
Project Swasta													
Sewa PLTGB					3.0								
Jumlah Kapasitas			MW	2.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	6.5	7.5
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0
Surplus/Defisit			MW	-0.2	2.5	2.2	1.9	1.5	1.2	0.7	0.3	0.3	0.8

Neraca Daya Sistem Melak

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	30.2	33.5	38.3	43.6	48.3	53.5	59.4	66.0	73.1	81.0
Produksi Energi			GWh	33.8	37.3	42.4	48.4	53.5	59.1	65.6	72.7	80.5	89.1
Beban Puncak			MW	7.2	7.9	9.0	10.2	11.3	12.5	13.9	15.4	17.1	18.9
Load Faktor			%	53.9	53.7	54.0	54.4	54.2	54.1	54.0	53.9	53.9	53.8
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	9.9	9.9	9.9	9.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
Derating capacity			MW	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MAN	0.48	6		2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
DEUTZ	0.26	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
DEUTZ	0.56	1		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
DEUTZ	1.60	2		3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Pembangkit Sewa													
Arena Maju Bersama				3.0	3.0	3.0	3.0						
Project PLN													
PLTD MELAK			PLTD									1.0	1.0
Project Swasta													
Sewa PLTGB			PLTGB	6.0									
Melak (FTP2)			PLTU				7.0	7.0					
Jumlah Kapasitas			MW	13.1	13.1	13.1	20.1	24.1	24.1	24.1	24.1	25.1	26.1
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	1.6	1.6	1.6	1.6	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	4.3	3.5	2.5	8.3	5.8	4.6	3.2	1.7	1.0	0.2

714

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<i>Kebutuhan</i>													
Sales			GWh	47.8	52.9	60.3	68.6	75.7	83.6	92.6	102.5	113.3	125.2
Produksi Energi			GWh	50.0	55.1	62.6	71.2	78.7	86.8	96.2	106.5	117.7	130.1
Beban Puncak			MW	9.0	10.0	11.2	12.7	14.1	15.6	17.3	19.2	21.2	23.5
Load Faktor			%	63.4	63.2	63.5	63.9	63.7	63.6	63.5	63.4	63.3	63.2
<i>Pasokan</i>													
Kapasitas Terpasang			MW	11.5	11.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Derating capacity			MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
<i>Pembangkit PLN</i>													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MWM	1.00	1		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
MWM	0.27	1		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Deutz	0.26	2		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MAN	0.50	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Mirrless	0.94	1		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Daihatsu	1.25	1		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Cummins	1.00	1		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<i>Pembangkit Sewa</i>													
Adiquatro				6.0	6.0								
<i>Proyek PLN</i>													
<i>Project Swasta</i>													
Tanah Grogot (PPA Terkendala)			PLTU				14.0						
				<i>Disuplai dari Grid 150 kV Tahun 2012</i>									
<i>Jumlah Kapasitas</i>			<i>MW</i>	<i>10.6</i>	<i>10.6</i>								
Cadangan Pemeliharaan			<i>MW</i>	1.3	1.3								
<i>Surplus/Defisit</i>			<i>MW</i>	0.3	-0.6								

Neraca Daya Sistem Petung

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	40.1	44.6	51.0	58.3	64.7	71.7	79.8	88.7	98.5	109.3
Produksi Energi			GWh	45.4	50.2	57.0	65.0	71.8	79.4	88.0	97.5	107.9	119.4
Beban Puncak			MW	8.3	9.2	10.4	11.8	13.1	14.5	16.1	17.9	19.8	21.9
Load Faktor			%	62.4	62.2	62.5	62.9	62.7	62.6	62.5	62.3	62.3	62.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	10.0	10.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Derating Capacity			MW	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Skoda	0.49	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Mirless	0.94	1		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
MWM	0.50	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Catterpillar	1.20	1		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MAN	0.50	3		1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Deutz	1.20	2		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Pembangkit Sewa													
Sewatama				2.0	2.0								
Sewa Pemda				1.0	1.0								
Project PLN													
Project Swasta													
Sewa PLTMG			PLTMG	3.2			-3.2						
							Disuplai dari grid 150 kV Tahun 2012						
Jumlah Kapasitas			MW	11.1	11.1								
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	1.2	1.2								
Surplus/Defisit			MW	1.6	0.7								

Neraca Daya Sistem Berau

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	64.3	71.5	81.5	93.0	102.9	113.9	126.5	140.3	155.5	172.2
Produksi Energi			GWh	69.4	76.7	87.1	99.2	109.7	121.1	134.3	148.8	164.7	182.1
Beban Puncak			MW	11.4	12.6	14.3	16.1	17.9	19.8	22.0	24.4	27.1	30.0
Load Faktor			%	69.6	69.4	69.7	70.1	69.9	69.8	69.6	69.5	69.4	69.3
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4
Derating capacity			MW	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Mirelees	1.0	1		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Caterpillar	1.2	2		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
MWM	0.5	2		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Perkins	0.8	1		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Deutz	1.2	1		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MAN	0.5	2		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Pembangkit Swasta													
PLTU Lati				8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Proyek PLN													
PLTU Berau (KPI)			PLTU			14.0							
PLTD Berau			PLTD										2.0
Project Swasta													
Sewa PLTGB			PLTGB	6.0									
Jumlah Kapasitas			MW	21.4	21.4	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4	35.4	37.4
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	4.0	4.0	4.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	6.0	4.8	17.1	12.3	10.5	8.6	6.4	4.0	1.3	0.4

Neraca Daya Sistem Nunukan

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	40.1	44.6	51.0	58.3	64.7	71.7	79.8	88.7	98.5	109.3
Produksi Energi			GWh	45.4	50.2	57.0	65.0	71.8	79.4	88.0	97.5	107.9	119.4
Beban Puncak			MW	8.3	9.2	10.4	11.8	13.1	14.5	16.1	17.9	19.8	21.9
Load Faktor			%	62.4	62.2	62.5	62.9	62.7	62.6	62.5	62.3	62.3	62.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	9.4	9.4	9.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Derating capacity			MW	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
SWD	0.34	2		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Daihatsu	1.25	1		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
MAN	0.50	8		4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Deutz-MWM	0.50	1		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Pembangkit Sewa													
Arena Maju Bersama				3.0	3.0	3.0							
Project PLN													
PLTU New Nunukan			PLTU										
PLTD Nunukan			PLTD								2.0	2.0	1.0
Project Swasta													
Sewa PLTG Nunukan			PLTG	5.0									
Nunukan (FTP2)			PLTU				14.0						
Jumlah Kapasitas			MW	12.9	12.9	12.9	23.9	23.9	23.9	23.9	25.9	27.9	28.9
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	1.3	1.3	1.3	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Surplus/Defisit			MW	3.3	2.4	1.2	10.4	9.1	7.7	6.1	6.3	6.4	5.3

Neraca Daya Sistem Tanjung Selor

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	29.3	32.7	37.6	43.2	48.2	53.8	60.1	67.2	75.1	83.8
Produksi Energi			GWh	36.7	40.5	46.0	52.3	57.9	63.9	70.9	78.5	86.8	96.0
Beban Puncak			MW	6.4	7.0	8.0	9.0	10.0	11.1	12.3	13.6	15.1	16.7
Load Faktor			%	65.8	65.6	66.0	66.3	66.2	66.0	65.9	65.8	65.7	65.6
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	8.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
Derating capacity			MW	2.0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Kubota	0.30	2		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Mirrlees	0.94	1		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Daihatsu	1.25	2		2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
MWM	0.80	2		1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
MAN	0.60	1		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pembangkit Sewa													
Sewatama				2.0									
Proyek PLN													
PLTU Tj Selor (KPI)			PLTU			14.0							
Project IPP													
Sewa PLTGB			PLTGB	6.0									
Jumlah Kapasitas			MW	14.2	12.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2	26.2
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	1.3	1.3	1.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	6.6	3.9	17.0	10.2	9.2	8.2	7.0	5.6	4.1	2.5

Neraca Daya Sistem Malinau

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Sales			GWh	19.1	21.2	24.2	27.5	30.5	33.7	37.4	41.5	45.9	50.8
Produksi Energi			GWh	21.2	23.4	26.6	30.3	33.5	37.1	41.1	45.6	50.4	55.8
Beban Puncak			MW	3.8	4.2	4.8	5.4	6.0	6.6	7.4	8.2	9.1	10.0
Load Faktor			%	63.4	63.2	63.6	64.0	63.9	63.7	63.7	63.6	63.5	63.5
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
Derating capacity			MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Pembangkit PLN / Pemda													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
MWM	0.22	2		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
MWM	0.58	2		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MAN	0.53	6		3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Komatsu	0.72	2		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Proyek PLN													
PLTU Malinau (KPI)			PLTU			6.0							
Project Swasta													
Sewa PLTGB			PLTGB	6.0									
Jumlah Kapasitas			MW	10.6	10.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
Cadangan													
Pemeliharaan			MW	0.7	0.7	0.7	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Surplus/Defisit			MW	6.1	5.7	11.1	8.2	7.6	7.0	6.2	5.4	4.5	3.6

LAMPIRAN B18.4

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI SULAWESI UTARA

Neraca Daya Sistem Molibagu

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	4.9	5.4	5.9	6.6	7.3	8.0	8.9	9.9	11.0	12.2
Beban Puncak	MW	1.4	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2
Load Factor	%	38.9	39.4	39.9	40.4	40.9	41.5	42.0	42.5	43.0	43.5
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
DAF / DKT 1160 A	PLTD	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DAF / DKT 1160 A	PLTD	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Komatsu SAA 6D 125-2	PLTD	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Caterpillar 3412	PLTD	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz TBD 616 V12	PLTD	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MAN D 2842 LE 201	PLTD	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MTU 18 V 2000 G62	PLTD	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
<i>Rencana Project</i>											
IPP											
<i>Potensial Project</i>											
Milangodaa	PLTM				0.7						
Duminanga	PLTM				0.5						
Jumlah Daya Efektif	MW	2.2									
Cadangan	MW	0.7									
Surplus/Defisit (N-1)	MW	0.1									

Neraca Daya Sistem Tahuna

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	26.8	29.4	32.3	35.5	39.0	42.8	47.3	52.2	57.6	63.5
Beban Puncak	MW	5.5	6.0	6.6	7.2	7.9	8.6	9.5	10.4	11.5	12.6
Load Factor	%	55.6	55.8	56.0	56.2	56.4	56.6	56.8	57.0	57.2	57.4
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
Derating Capacity	MW	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
PLN											
PLTD Tahuna	MW	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
PLTD Petta	MW	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
PLTD Lesabe	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
PLTD Tamako	MW	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
PLTM Ulung Peliang	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
PLTB Malamenggu	MW	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
PLTD Ex Bintauna	MW	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Sewa PLTD Ex Bitung	MW	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD						1.0	1.0	2.0	1.0	2.0
Tahuna (KPI)	PLTU			8.0							
IPP											
Potensial Project											
Belengan	PLTM				1.2						
Jumlah Daya Efektif	MW	9.4	9.4	17.4	18.6	18.6	19.2	19.8	21.0	21.6	22.8
Cadangan	MW	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.9	2.3	6.8	7.4	6.7	6.5	6.3	6.5	6.1	6.1

Neraca Daya Sistem Talaud

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	8.4	9.3	10.2	11.3	12.5	13.8	15.4	17.1	19.0	21.1
Beban Puncak	MW	2.2	2.5	2.7	2.9	3.2	3.5	3.9	4.2	4.7	5.1
Load Factor	%	42.7	43.1	43.6	44.0	44.5	45.0	45.4	45.9	46.4	46.9
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
Derating Capacity	MW	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
PLN											
PLTD Beo	MW	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
PLTD Melonguane	MW	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
PLTD Essang	MW	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		2.0	1.0		1.0	1.0		1.0		1.0
Talaud (KPI)	PLTU			6.0							
Jumlah Daya Efektif	MW	2.1	3.3	9.9	9.9	10.5	11.1	11.1	11.7	11.7	12.3
Cadangan	MW	0.5	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.6)	(0.1)	4.3	4.0	4.3	4.6	4.3	4.5	4.1	4.2

Neraca Daya Sistem Ondong

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	8.9	9.7	10.7	11.7	12.9	14.1	15.6	17.2	18.9	20.9
Beban Puncak	MW	2.0	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6
Load Factor	%	49.7	49.9	50.2	50.4	50.7	50.9	51.2	51.4	51.6	51.9
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Derating Capacity	MW	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
PLN											
Deutz BA 6M-816	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Deutz BA 6M-816	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Deutz MWM TBD232	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Deutz BA 12M-816	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Deutz MWM TBD 616	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Daihatsu 6PSTc-22	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Komatsu SAA 6D125	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
DAF/Dinaf 1160	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Caterpillar D 3306	PLTD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz BF8M-716	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Komatsu SAA 12V140	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
MTU 18 V 2000 G 63	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
IPP											
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		1.0	1.0		1.0		1.0		1.0	1.0
Jumlah Daya Efektif	MW	2.5	3.1	3.7	3.7	4.3	4.3	4.9	4.9	5.5	6.1
Cadangan	MW	0.7	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.2)	(0.1)	0.3	0.1	0.4	0.2	0.5	0.1	0.3	0.5

LAMPIRAN B18.5

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI SULAWESI TENGAH

Neraca Daya Sistem Palu

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	305	380	423	471	523	580	646	745	828	946
Beban Puncak	MW	61	77	85	94	104	115	128	147	162	185
Load Factor	%	57	56	57	57	57	57	58	58	58	58
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	105	81	82	57	57	57	57	58	58	58
Daya Mampu	MW	86	70	71	46	46	46	46	47	47	47
PLN											
PLTD Silae	MW	44	26	26	26	26	26	26	26	26	26
PLTD Parigi	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sewa PLTD Ex Bitung	MW	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PLTD Ex Bengkulu	MW	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sewa PLTD MFO (Rencana)	MW	25	25	25	0	0	0	0	0	0	0
PLTM Tersebar	MW		3	4	4	4	4	4	4	4	4
IPP											
PLTU Tawaeli	MW	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
Palu Turbin Gas	PLTG							15	30	15	30
IPP											
On Going Project											
Poso Energy	PLTA		50								
Rencana Project											
Bora (FTP2)	PLTP					5					
Masaingi (FTP2)	PLTP					20					
PJPP II (Expansion #3,4)	PLTU				30						
Jumlah Kapasitas Terpasang	MW	105	131	132	137	162	162	177	208	223	253
Reserve Margin	%	72	70	55	45	55	40	38	41	37	36

Neraca Daya Sistem Poso

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	29.7	33.1	36.9	41.1	45.7	50.7	56.6	62.9	69.9	77.7
Beban Puncak	MW	6.2	6.9	7.7	8.5	9.4	10.4	11.5	12.8	14.1	15.7
Load Factor	%	54.9	54.9	55.1	55.3	55.6	55.8	56.0	56.2	56.4	56.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	7.1	7.1	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Derating Capacity	MW	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Poso	MW	4.5	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTM Bambalo 1	MW	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Tambahan Pasokan											
PLN											
IPP											
<i>Rencana Project</i>											
Bambalo 3	PLTM					2.3					
Jumlah Daya Efektif	MW	5.5									
Cadangan	MW	1.2									
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(1.9)									

Neraca Daya Sistem Tentena

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	6.6	7.4	8.2	9.1	10.1	11.2	12.4	13.8	15.3	17.0
Beban Puncak	MW	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.4	3.7	4.1	4.6
Load Factor	%	40.9	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9	42.1	42.3	42.5
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	1.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
MTU 18 V 2000G 63	PLTD	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Caterpillar	PLTD	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
On Going Project											
Sawidago 2	PLTM			1.0							
IPP											
Rencana Project											
Sawidago 1	PLTM						2.0				
Jumlah Daya Efektif	MW	1.0									
Cadangan	MW	1.0									
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(1.8)									

Neraca Daya Sistem Toli-Toli

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	27.4	30.5	34.0	37.9	42.1	46.7	52.1	58.0	64.4	71.6
Beban Puncak	MW	6.1	6.7	7.5	8.3	9.2	10.2	11.3	12.5	13.9	15.4
Load Factor	%	51.6	51.6	51.8	52.0	52.2	52.5	52.7	52.9	53.1	53.3
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	1.6	1.6	1.6	1.6
Derating Capacity	MW	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Toli-Toli	MW	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTM Kolondom	MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
PLTD Ex Kotamobagu	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sewa PLTD Ex Bitung	MW	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
Toli-Toli	PLTU			6.0			INTERKONEKSI 150 KV SISTEM SULUT				
IPP											
Rencana Project											
Batubota	PLTM				2.5						
Toli-Toli Gasification	PLTGB		2.4								
Jumlah Daya Efektif	MW	9.1	11.5	17.5	20.0	20.0					
Cadangan	MW	1.3	1.3	3.0	3.0	3.0					
Surplus/Defisit (N-1)	MW	1.8	3.5	7.0	8.7	7.8					

Neraca Daya Sistem Leok

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	10.9	12.0	13.4	14.9	16.5	18.3	20.4	22.6	25.1	27.8
Beban Puncak	MW	2.7	3.1	3.4	3.7	4.1	4.6	5.0	5.6	6.2	6.8
Load Factor	%	45.1	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3	46.5	46.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Leok	MW	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	0.0	0.0	0.0
PLTD Pemda Buol	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Pemda Buol Baru	PLTD	4.0									
PLTD Relokasi	PLTD							1.0			
Leok (KPI)	PLTU			6.0				1.0			
IPP									INTERKONEKSI 150 KV SISTEM SULUT		
Rencana Project											
Jumlah Daya Efektif	MW	5.9	5.9	11.9	11.9	11.9	11.9	13.5			
Cadangan	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0			
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.2	1.9	7.5	7.2	6.8	6.4	7.5			

Neraca Daya Sistem Moutong

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	20.5	22.8	25.5	28.5	31.7	35.2	39.3	43.9	48.8	54.4
Beban Puncak	MW	5.2	5.8	6.5	7.2	8.0	8.8	9.8	10.8	12.0	13.3
Load Factor	%	44.7	44.7	44.9	45.2	45.5	45.7	46.0	46.2	46.5	46.8
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	6.3	6.3	6.3	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	2.5	2.5	2.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Moutong	MW	3.2	3.2	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTD Kotaraya	MW	1.7	1.7	1.7	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTD Palasa	MW	1.4	1.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
On Going Project											
Tomini 2	PLTM	2.0									
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		2.0	2.0							
Moutong (KPI)	PLTU			8.0							
IPP											
Rencana Project											
Kotaraya	PLTM				0.8						
Jumlah Daya Efektif	MW	5.8	7.0	16.2	16.9	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Cadangan	MW	1.0	1.0	1.0	4.0						
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.5)	0.1	8.7	5.7						

Neraca Daya Sistem Bangkir

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	2.8	6.1	6.7	7.5	8.2	9.1	10.1	11.2	12.4	13.7
Beban Puncak	MW	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.4	3.8
Load Factor	%	20.2	40.0	40.2	40.4	40.6	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Derating Capacity	MW	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
PLN											
MWM TBD 232 V12	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MWM TBD 232 V12	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
MTU V 2000 G 62	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
KOMATSU SA 6 D 110 - 1	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
PERKINS YD 5017	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
DEUTZ F 10 L 413 F	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Deutz BF 8M-1015 C	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
MWM TBDV 232 V6	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		2.0	1.0							1.0
Bangkir (KPI)	PLTU			6.0							
IPP											
Rencana Project											
Pekasalo	PLTM				1.2						
Jumlah Daya Efektif	MW	1.4	2.6	9.2	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	11.0
Cadangan	MW	0.7	0.7	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.9)	0.1	4.2	5.3	5.0	4.8	4.5	4.3	3.9	4.2

Neraca Daya Sistem Ampana

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	12.9	14.3	16.0	17.8	19.8	21.9	24.4	27.2	30.2	33.6
Beban Puncak	MW	2.7	3.0	3.3	3.6	4.0	4.4	4.9	5.4	6.0	6.6
Load Factor	%	55.2	55.3	55.6	55.9	56.2	56.5	56.8	57.1	57.4	57.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Ampana	PLTD	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0.0	0.0	0.0
PLTD Mantangisi	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
On Going Project											
Sansarino	PLTM	0.8									
Ampa	PLTU			6.0							
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		1.0	1.0	1.0		1.0	1.0			
IPP									INTERKONEKSI 150 KV SISTEM SULTENG		
Jumlah Daya Efektif	MW	3.1	3.7	10.3	10.9	10.9	11.5	12.1			
Cadangan	MW	0.8	0.8	0.8	3.0	3.0	3.0	3.0			
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.3)	(0.0)	6.2	4.2	3.9	4.0	4.2			

Neraca Daya Sistem Kolonedale

Pasokan/Kebutuhan		Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan												
Produksi Energi		GWh	10.3	11.5	12.8	14.3	15.8	17.6	19.6	21.8	24.2	26.9
Beban Puncak		MW	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3	3.7	4.1	4.5	5.0	5.6
Load Factor		%	53.7	53.7	53.9	54.1	54.2	54.4	54.6	54.7	54.9	55.0
Pasokan												
Kapasitas Terpasang		MW	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	0.0
Derating Capacity		MW	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	0.0
PLN												
Deutz BA 6M-816 U		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Deutz BF 8M-1015 C		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Deutz BA 6M-816 U		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Komatsu SAA 6D-125		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
MWM TBD 232 V6		PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Deutz BF 6M-1013 E		PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Deutz F10L-513		PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0
MWM TBD 616 V12		PLTD	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz BF 6M-1015 CP		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
MTU 18 V 2000G 63		PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.0
Scania DC 12 40 (Pemda)		PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
MTU 12 V 183 TB 32		PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.0
MWM TBD 232 V6		PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Tambahan Pasokan												
PLN												
Rencana Project												
PLTD Relokasi		PLTD		2.0	2.0							
Kolonedale		PLTU			8.0							
IPP												
Rencana Project												
Wawopada		PLTM				3.6						
Jumlah Daya Efektif		MW	1.6	2.8	12.0	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	
Cadangan		MW	0.7	0.7	0.7	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	
Surplus/Defisit (N-1)		MW	(1.3)	(0.4)	8.6	8.6	8.2	7.9	7.5	7.0	6.5	

Neraca Daya Sistem Bungku

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	4.7	5.3	5.9	6.6	7.3	8.1	9.1	10.1	11.3	12.6
Beban Puncak	MW	1.3	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.8	3.1
Load Factor	%	42.3	42.3	42.7	43.1	43.5	43.9	44.4	44.8	45.2	45.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Derating Capacity	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
PLN											
Deutz F10L-413F	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Deutz F10L-413F	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Caterpillar D 3306 PC	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Caterpillar D 3406	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
MTU 12V 183 TB 32	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
KOMATSU SAA 6D 170-800	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD										1.0
PLTD Pemda	PLTD	1.5									
IPP											
Rencana Project											
Mampueno / Sakita	PLTM				1.2						
Jumlah Daya Efektif	MW	2.6	2.6	2.6	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	4.4
Cadangan	MW	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Surplus/Defisit (N-1)	MW	0.8	0.7	0.5	1.4	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	0.6

Neraca Daya Sistem Luwuk

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	63.5	70.3	84.4	93.6	103.6	114.6	127.2	141.0	156.1	172.8
Beban Puncak	MW	12.0	13.2	16.4	18.1	20.0	22.0	24.3	26.8	29.5	32.5
Load Factor	%	60.6	60.6	58.6	58.9	59.2	59.5	59.8	60.1	60.4	60.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	21.1	21.1	22.5	22.5	17.5	17.5	5.4	5.4	5.4	5.4
Derating Capacity	MW	4.5	4.5	4.7	4.7	4.7	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
PLTD Luwuk	MW	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTM Hanga-Hanga I	MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
PLTD Moilong	MW	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTD Ex Kotamobagu	MW	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sewa PLTD HSD Ex Bitung	MW	5.0	5.0	5.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PLTD Bunta (2012)	MW			1.4	1.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
IPP											
PLTM Kalumpang	MW	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
PLTM Hanga-Hanga II	MW	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
Luwuk Turbin Gas	PLTG						10.0	10.0			
Luwuk (KPI)	PLTU			20.0							
IPP											
Rencana Project											
Biak I	PLTM				1.5						
Biak II	PLTM				1.3						
Biak III	PLTM				1.2						
Lambangan	PLTM					3.2					
Interkoneksi 20 kV Sistem Bunta (2012)											
Hek I	PLTM			1.4							
Hek II	PLTM			1.1							
Bunta	PLTM					2.5					
Jumlah Daya Efektif	MW	16.6	16.6	40.3	44.3	45.0	55.0	57.6	57.6	57.6	57.6
Cadangan	MW	2.5	2.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.1	0.8	13.9	16.2	15.0	23.0	23.3	20.8	18.0	15.0

Neraca Daya Sistem Banggai

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	6.1	6.8	7.6	8.4	9.3	10.3	11.5	12.7	14.1	15.6
Beban Puncak	MW	1.4	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.4
Load Factor	%	50.6	50.6	50.8	51.0	51.3	51.5	51.7	51.9	52.1	52.4
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Derating Capacity	MW	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
PLN											
PLTD Banggai	PLTD	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
PLTD Lelang	PLTD	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Tambahan Pasokan											
PLN											
Rencana Project											
PLTD Relokasi	PLTD		1.0	1.0		1.0			1.0		1.0
IPP											
Rencana Project											
Jumlah Daya Efektif	MW	1.3	1.9	2.5	2.5	3.1	3.1	3.1	3.7	3.7	4.3
Cadangan	MW	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.5)	(0.1)	0.3	0.2	0.6	0.4	0.1	0.4	0.2	0.4

Neraca Daya Sistem Bunta

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	2.7	5.7	6.3	7.1	7.9	8.7	9.7	10.8	12.0	13.4
Beban Puncak	MW	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3	3.7
Load Factor	%	21.4	40.0	40.2	40.4	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Derating Capacity	MW	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
PLN											
Deutz F8L-413F	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz BF 8M-1015 C	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Deutz BF10L-513	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
MAN D 2842 LE201	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
PERKINS YD 37746	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Volvo Penta TAD 1630	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Volvo Penta TAD 1630	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Tambahan Pasokan											
PLN											
<i>Rencana Project</i>											
IPP											
<i>Rencana Project</i>											
Hek I	PLTM		1.4								
Hek II	PLTM		1.1								
Bunta	PLTM					2.5					
Jumlah Daya Efektif	MW	1.2	3.7								
Cadangan	MW	0.3	1.4								
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.5)	0.7								

LAMPIRAN B18.6

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI SULAWESI SELATAN

Neraca Daya Sistem Selayar

740

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	15.7	17.4	19.3	21.2	22.8	24.6	26.6	28.7	31.0	33.5
Beban Puncak			MW	3.7	4.1	4.6	5.0	5.3	5.7	6.1	6.6	7.1	7.6
Load Faktor			%	47.8	48.1	48.3	48.6	48.8	49.1	49.3	49.6	49.8	50.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.4	5.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Derating capacity			MW	1.6	1.6	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Daihatsu	0.50	1	PLTD	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
MTU	1.06	1	PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	1.22	2	PLTD	2.4	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	1.22	2	PLTD	2.4	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit Sewa													
Sewa PLTD HSD	1.10	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Project PLN													
Deutz BV (Ex Matekko)			PLTD			2.0							
Selayar (new PLTD)			PLTD			2.0						2.0	
Selayar (KPI)			PLTU					8.0					
Project IPP													
Jumlah Efektif			MW	5.8	5.8	6.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0	14.0	14.0
Cadangan			MW	1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pemeliharaan				1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Surplus/Defisit (N-1)			MW	1.1	0.7	0.4	0.0	2.7	2.3	1.9	1.4	2.9	2.4

LAMPIRAN B18.7

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI SULAWESI TENGGARA

Neraca Daya Sistem Kendari

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	255.2	300.1	349.2	402.9	442.8	487.0	535.8	589.7	649.3	715.3
Beban Puncak			MW	57.3	66.9	77.3	88.6	96.7	105.6	115.4	126.1	137.9	150.9
Load Faktor			%	50.8	51.2	51.6	51.9	52.3	52.6	53.0	53.4	53.7	54.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	45.8	45.8	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
Derating capacity				9.2	9.7	8.6	9.0	9.4	9.9	10.3	10.7	11.1	11.5
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Wua-Wua			PLTD										
MAK	2.55	3		7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
MAK	2.80	2		5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Daihatsu	3.00	2		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Caterpillar	4.70	1		4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Lambuya			PLTD										
Deutz	1.22	2		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
PJB - Poasia (proses penyerahan aset ke PLN)			PLTD										
Mirrlees	2.86	5		14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
Perusda Lambuya			PLTD										
Deutz	1.28	4		5.1	5.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit Sewa													
Sewa PLTD HSD-1			PLTD	6.0	6.0	6.0	-	-	-	-	-	-	-
Sewa PLTD HSD-2			PLTD	5.0	5.0	5.0	-	-	-	-	-	-	-
Sewa PLTD MFO			PLTD	10.0	10.0	10.0	10.0	-	-	-	-	-	-
Project PLN													
Kendari (Perpres)	10	2	PLTU	10.0	10.0								
Konawe	25	2	PLTA							25.0	25.0		
Lalindu	50	2	PLTA										
Project IPP													
Lainea	10	2	PLTP						20.0				
Kendari Baru I (FTP2)	25	2	PLTU				50.0						
Kendari Baru II	25	2	PLTU								50.0		
							Interkoneksi dengan Sistem Sulsel - Kolaka - Kendari - 2013						
Jumlah Efektif			MW	67.6	77.1	73.1							
Reserve Margin			%	18	15	(5)							

Neraca Daya Sistem Kolaka

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	47.5	55.7	64.7	74.5	81.7	89.6	98.4	108.1	118.7	130.5
Beban Puncak			MW	12.7	14.8	17.1	19.6	21.3	23.3	25.4	27.8	30.4	33.2
Load Faktor			%	42.9	43.1	43.3	43.5	43.7	43.9	44.1	44.4	44.6	44.8
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	11.4	11.4	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Derating capacity				4.4	4.5	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.7
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
SWD	0.34	2	PLTD	0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	0.52	1	PLTD	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	0.50	2	PLTD	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Niigata	1.05	3	PLTD	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
MAK	2.50	2	PLTD	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
MAN	0.53	2	PLTD	1.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Sewa													
Sewa PLTD MFO			PLTD	4.0	4.0	4.0	4.0						
Sewa PLTD HSD			PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Project PLN													
Sabilambo	1.0	2	PLTM		2.0								
Mikuasi	0.5	1	PLTM		0.5								
Ratelimbong	1.2	2	PLTM			2.4							
Kolaka	10	2	PLTU			20.0							
Project IPP													
Kolaka (FTP2)	10	2	PLTU			20.0							
Mangolo	5.0	2	PLTP					10.0					
							Interkoneksi dengan Sistem Sulsel - Kolaka - Kendari - 2013						
Jumlah Efektif			MW	13.0	15.4	55.8							
Cadangan			MW	1.9	1.9	10.0							
Pemeliharaan				1.9	1.9	10.0							
Surplus/Defisit (N-1)			MW	(1.6)	(1.3)	28.8							

Neraca Daya Sistem Bau Bau

Pasokan/Kebutuhan				Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan														
Produksi Energi				GWh	60.9	71.5	82.9	95.4	104.6	114.7	125.8	138.1	151.6	166.5
Beban Puncak				MW	14.5	16.9	19.4	22.2	24.2	26.3	28.6	31.2	34.0	37.1
Load Faktor				%	48.0	48.4	48.7	49.1	49.4	49.8	50.1	50.5	50.9	51.2
Pasokan														
Kapasitas Terpasang				MW	12.8	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Derating capacity					4.3	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.2	3.3
Pembangkit PLN														
Manufacture	Size	Jlh unit												
SWD	0.336	2	PLTD	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	0.520	2	PLTD	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	1.250	2	PLTD	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Deutz	0.562	1	PLTD	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	1.224	2	PLTD	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Cockeril	1.100	1	PLTD	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mirrlees	2.860	1	PLTD	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
MAN	0.528	1	PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biwater - Winning	0.800	2	PLTM	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Sewa														
Sewa Diesel HSD				PLTD	5.0	5.0								
Sewa Diesel HSD-II				PLTD	4.0	4.0	4.0	4.0						
Project PLN														
Rongi				PLTM		0.8								
Relokasi Deutz (Ex Loka)				PLTD		2.0								
Relokasi Deutz (Ex Jnp)				PLTD		1.0								
Relokasi Deutz (Ex Makale)				PLTD		3.0								
Relokasi PLTD				PLTD										
Bau-Bau	10	2	PLTU						10.0	10.0				
Project IPP														
Bau-Bau (FTP2)	10	2	PLTU					20.0						
								Interkoneksi dengan Sistem Sulsel - Kolaka - Kendari - 2013						
								Interkoneksi 20 kV Sistem Bau-Bau - Raha - 2011						
Jumlah Efektif				MW	17.5									
Cadangan				MW	1.8									
Pemeliharaan					1.8									
Surplus/Defisit (N-1)				MW	1.1									

Neraca Daya Sistem Raha

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan														
Produksi Energi			GWh	29.6	35.1	41.1	47.7	54.8	60.1	65.8	72.2	79.2	86.9	95.4
Beban Puncak			MW	6.2	7.3	8.5	9.8	11.2	12.2	13.2	14.4	15.6	17.0	18.5
Load Faktor			%	54.0	54.5	55.0	55.4	55.9	56.3	56.8	57.3	57.8	58.2	58.7
Pasokan														
Kapasitas Terpasang			MW	8.2	8.2	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Derating capacity				3.2	3.3	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
Pembangkit PLN														
Manufacture	Size	Jlh unit												
SWD	0.34	2	PLTD	0.7	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	0.50	2	PLTD	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	0.56	1	PLTD	0.6	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	0.26	1	PLTD	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutz	1.22	1	PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Caterpillar	0.40	1	PLTD	0.4	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAN	0.53	2	PLTD	1.1	1.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MWM	0.27	1	PLTD	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mirrlees	2.86	1	PLTD	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Deutz BV	1.10	1	PLTD	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pembangkit Sewa														
Sewa Diesel HSD			PLTD	3.0	3.0	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-
Project PLN														
Relokasi Daihatsu (Ex Sinjai)			PLTD											
Relokasi Deutz (Ex Matekko)			PLTD		2.0									
Relokasi Deutz (Ex Palopo)			PLTD			3.0								
Relokasi Daihatsu (Ex Palopo)			PLTD			2.5		2.5						
Raha (new PLTD)			PLTD							3.0				
Raha			PLTU				6.0							
								Interkoneksi dengan Sistem Sulsel - Kolaka - Kendari - 2013						
								Interkoneksi 20 kV Sistem Bau-Bau - Raha - 2011						
Jumlah Efektif			MW	7.9	9.9									
Cadangan			MW	1.7	1.7									
Pemeliharaan				1.7	1.7									
Surplus/Defisit (N-1)			MW	(0.0)	0.8									

Neraca Daya Sistem Wangi-Wangi

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	8.5	9.8	11.2	12.7	13.7	14.9	16.1	17.4	18.8	20.4
Beban Puncak			MW	2.0	2.3	2.6	2.9	3.2	3.4	3.6	3.9	4.2	4.6
Load Faktor			%	48.7	48.9	49.2	49.5	49.7	50.0	50.3	50.5	50.8	51.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-
Derating capacity			MW	0.3	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Daihatsu	0.500	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-
SWD	0.536	3	PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daihatsu	0.520	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-
Pembangkit Sewa													
Sewa Diesel HSD			PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0						
Project PLN													
MAN (Ex Makale)			PLTD		0.3								
Daihatsu (Ex Makale)			PLTD		0.5								
MTU (Ex Makale)			PLTD			0.5							
Wangi-Wangi (new PLTD)			PLTD										
Wangi-Wangi (KPI)			PLTU			6.0						2.0	
Jumlah Efektif			MW	2.7	3.5	10.0	9.3	7.3	7.3	7.3	7.3	9.3	9.3
Cadangan			MW	0.4	1.0	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Pemeliharaan				0.4	1.0	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Surplus/Defisit (N-1)			MW	0.4	0.2	6.4	3.4	1.1	0.9	0.7	0.4	2.1	1.7

LAMPIRAN B18.8

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI MALUKU

Neraca Daya Sistem Maluku

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	192.5	207.8	246.1	266.8	288.8	312.6	340.7	371.3	404.8	441.7
Beban Puncak	MW	36.6	39.4	45.9	49.4	53.4	57.8	62.8	68.4	74.4	81.1
Load Factor	%	60.0	60.1	61.3	61.6	61.7	61.8	61.9	62.0	62.1	62.2
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	55.1	=> Interkoneksi Pulau Ambon - Seram (Transmisi 150 kV)		
Derating Capacity	MW	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1	20.1			
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Hative Kecil	21.47	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2			
Hative #1 - MFO (SWD)	2.30	PLTD	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	==> Retired		
Hative #2 - MFO (SWD)	2.30	PLTD	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9			
Hative #3 - MFO (SWD)	3.28	PLTD	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6			
Hative #4 - MFO (SWD)	6.56	PLTD	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5			
Hative #5 - MFO (SWD)	7.04	PLTD	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5			
PLTD Poka	33.60		20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8			
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	-	-	-	-	-	-	-			
Sewa MFO	PLTD	20.0	20.0	20.0	20.0						
Project PLN											
Waai (FTP 1)	PLTU				30.0						
Tulehu (FTP 2)	PLTP				10.0	10.0					
Project IPP / Swasta											
New Ambon	PLTU						10.0	10.0			
Jumlah Efektif		MW	55.0	55.0	55.0	95.0	85.0	95.0	105.0		
Cadangan		MW	4.5	4.5	4.5	15.0	15.0	15.0	15.0		
Pemeliharaan	MW		4.5	4.5	4.5	15.0	15.0	15.0	15.0		
Surplus/Defisit (N-1)		MW	13.9	11.1	4.6	30.6	16.6	22.2	27.2		

Neraca Daya Sistem Seram (Masohi – Kairatu – Piru)

Uraian				Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
Kebutuhan					⇐ Interkoneksi Masohi, Kairatu & Piru (2010)											
Produksi Energi				GWh	37.39	40.56	44.15	48.63	53.53	58.95	65.43	72.68	80.81	90.00		
Beban Puncak				MW	9.08	9.87	10.71	11.75	12.94	14.26	15.85	17.63	19.64	21.92		
Load Factor				%	47.02	46.90	47.06	47.23	47.22	47.19	47.14	47.07	46.98	46.87		
Pasokan																
Kapasitas Terpasang				MW	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	14.48	⇒ Interkoneksi Pulau Ambon - Seram (Transmisi 150 kV)				
Derating Capacity				MW	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72					
Pembangkit PLN																
Manufacture Thn Opr Size																
PLTD Masohi 6.74					4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94					
PLTD Liang 0.38					0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49					
PLTD Waipia 0.40					0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32					
PLTD Kairatu 4.03					3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09					
PLTD Piru 2.69					1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93					
Pembangkit Sewa																
Sewa HSD				PLTD	-	-	-	-	-	-	-					
Sewa MFO				PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0								
Project PLN																
Masohi				PLTD	6.0				3.0							
Masohi (KPI)				PLTU					8.0							
Project IPP / Swasta																
				PLTU												
Jumlah Efektif				MW	13.8	13.8	13.8	19.8	24.8	27.8	27.8					
Cadangan				MW	1.10	1.10	1.10	3.00	3.00	3.00	3.00					
Pemeliharaan				MW	1.10	1.10	1.10	3.00	3.00	3.00	3.00					
Surplus/Defisit (N-1)				MW	3.59	2.79	1.95	5.01	8.82	10.50	8.92					

Neraca Daya Sistem Namlea

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		◀ Interkoneksi Namlea, Mako & Air Buaya (2010)									
Produksi Energi	GWh	15.64	16.94	18.42	20.27	22.29	24.52	27.15	30.09	33.35	37.00
Beban Puncak	MW	4.30	4.68	5.08	5.57	6.14	6.76	7.50	8.34	9.27	10.32
Load Factor	%	41.56	41.36	41.41	41.52	41.47	41.39	41.30	41.20	41.07	40.94
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19	8.19
Derating Capacity	MW	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15
Pembangkit PLN											
Manufacture Size											
PLTD Namlea 5.39		3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13
PLTD Mako 2.26		1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49	1.49
PLTD Air Buaya 0.54		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	2.0	2.0	2.0	-	-	-	-	-	-	-
Project PLN											
Mako (Luncuran AI 2008)	PLTD										
Buru (Loan Belgia)	PLTD				3.0						
Buru (KPI)	PLTU			6.0							
Namlea	PLTU										
Project IPP / Swasta											
Wai Nibe	PLTM			1.25	1.25	-	-	1.25	1.25		
Jumlah Efektif	MW	7.5	7.5	14.8	17.0	17.0	17.0	18.3	19.5	19.5	19.5
Cadangan	MW	0.50	0.50	1.25	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	6.00
Pemeliharaan	MW	0.50	0.50	1.25	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	6.00

Neraca Daya Sistem Tobelo

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		<= Interkoneksi Tobelo & Malifut (2011)									
Produksi Energi	GWh	20.0	24.9	33.3	36.0	38.9	42.0	45.6	49.5	53.7	58.4
Beban Puncak	MW	4.3	5.7	7.4	8.0	8.6	9.3	10.1	10.9	11.8	12.8
Load Factor	%	53.0	50.1	51.3	51.4	51.5	51.6	51.7	51.8	51.8	51.9
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	5.9	7.8	7.8	7.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Derating Capacity	MW	2.4	2.7	2.7	2.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Tobelo	5.87	3.5	3.5	3.5	3.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
PLTD Malifut	1.95	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0	-	-	-	-	-	-
Project PLN											
Tobelo	PLTD										2.0
Tobelo (KPI)	PLTU				8.0						
Project IPP / Swasta											
Ngoali	PLTM			2.0							
Tobelo	PLTGB							2.0			
Jumlah Efektif	MW	8.1	8.1	10.1	18.1	13.9	13.9	15.9	15.9	15.9	17.9
Reserve Margin	%	87.7	42.6	35.9	126.2	61.7	50.0	58.2	46.0	34.6	39.7
Cadangan	MW	0.85	0.85	0.85	1.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Pemeliharaan	MW	0.85	0.85	0.85	1.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.93	1.57	1.82	9.09	1.32	0.64	1.86	1.02	0.10	1.10

Neraca Daya Sistem Tual

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	27.8	29.2	30.8	32.7	34.7	36.8	39.3	41.9	44.8	47.8
Beban Puncak	MW	5.5	5.7	6.0	6.3	6.7	7.1	7.5	8.0	8.5	9.1
Load Factor	%	58.1	58.3	58.7	59.0	59.2	59.4	59.6	59.8	60.0	60.2
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	7.5	7.5	7.5	7.5
Derating Capacity	MW	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	3.1	3.1	3.1	3.1
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Langgur	10.4	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	4.4	4.4	4.4	4.4
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD										
Sewa MFO	PLTD	3.0	3.0	3.0							
Project PLN											
Tual	PLTD							2.0			
Tual (KPI)	PLTU				8.0						
Project IPP / Swasta											
Tual	PLTGB						4.0			2.0	
Jumlah Efektif	MW	9.0	9.0	9.0	14.0	14.0	18.0	18.4	18.4	20.4	20.4
Cadangan											
Pemeliharaan	MW	0.85	0.85	0.85	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.69	2.42	2.16	3.68	3.32	6.93	6.88	6.39	7.88	7.33

LAMPIRAN B18.9

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI MALUKU UTARA

Neraca Daya Sistem Ternate - Tidore

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		Ternate	<= Interkoneksi Ternate & Tidore (2011)								
Produksi Energi	GWh	90.5	112.9	133.3	143.6	154.5	166.2	179.8	194.5	210.3	227.5
Beban Puncak	MW	16.3	20.9	24.3	26.1	28.1	30.2	32.6	35.2	38.0	41.1
Load Factor	%	63.6	61.6	62.6	62.7	62.8	62.9	63.0	63.1	63.2	63.3
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	11.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	=> Interkoneksi Ternate Tidore - Halmahera (Transmisi 70 kV)		
Derating Capacity	MW	3.6	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0			
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Kayu Merah	11.52	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9			
PLTD Soa Siu	3.93	-	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6			
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	5.5	2.0	2.0	-	-	-	-			
Sewa MFO	PLTD	10.0	10.0	10.0	10.0	-					
Project PLN											
Tidore (Perpres I)	PLTU		14.0	-							
Soa Siu (KPI)	PLTD			6.0							
Ternate	PLTD						-	1.0			
Project IPP / Swasta											
Tidore Baru (FTP 2)	PLTU					14.0	-				
Tidore	PLTGB					4.0	4.0	-			
Jumlah Efektif	MW	23.4	36.5	42.5	40.5	48.5	52.5	53.5			
Cadangan	MW	3.6	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0			
Pemeliharaan	MW	3.6	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0			
Surplus/Defisit (N-1)	MW	3.5	8.6	11.2	7.4	13.4	15.3	13.9			

Neraca Daya Sistem Jailolo - Sofifi

Uraian	Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Kebutuhan		<== Interkoneksi Jailolo, Sidangoli, Sofifi & Ibu (2011)											
Produksi Energi	GWh	8.44	9.10	24.66	33.09	35.50	38.14	41.03	44.43	48.20	52.40	57.10	
Beban Puncak	MW	1.97	2.12	6.66	8.73	9.32	9.98	10.69	11.53	12.46	13.48	14.62	
Load Factor	%	48.86	49.06	42.24	43.27	43.46	43.64	43.81	43.98	44.17	44.37	44.59	
Pasokan											=> Interkoneksi Ternate - Tidore - Halmahera (Transmisi 70 kV)		
Kapasitas Terpasang	MW	3.19	3.19	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12	7.12				
Derating Capacity	MW	1.16	1.16	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00				
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size												
PLTD Jailolo	3.19	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18	2.18				
PLTD Sidangoli	0.75	-	-	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55				
PLTD Sofifi	1.48	-	-	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05				
PLTD Ibu	1.70	-	-	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35				
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD	PLTD	-	2.0	4.0	4.0	-	-	-	-				
Sewa MFO	PLTD		-	-	-	-	-	-	-				
Project PLN													
Loan Belgia Sofifi (1,6 MW & 1,2 MW)	PLTD							2.8					
Jailolo	PLTD							2.0	2.0				
Project IPP / Swasta													
Goal	PLTM	1.5											
Ibu	PLTM							1.0					
Jumlah Efektif	MW	2.2	5.7	10.6	10.6	10.4	12.4	14.4	14.4				
Cadangan	MW	0.45	0.75	0.75	0.75	0.75	1.60	2.00	2.00				
Pemeliharaan	MW	0.45	0.75	0.75	0.75	0.75	1.60	2.00	2.00				
Surplus/Defisit (N-1)	MW	(0.25)	2.81	3.21	1.14	0.35	0.84	1.73	0.89				

Neraca Daya Sistem Ternate – Tidore - Halmahera

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		Ternate	←===== Ternate - Tidore =====→								
Produksi Energi	GWh	90.5	97.8	133.3	143.6	154.5	166.2	179.8	242.7	262.8	284.6
Beban Puncak	MW	16.3	17.5	24.3	26.1	28.1	30.2	32.6	47.7	51.5	55.7
Load Factor	%	63.6	63.9	62.6	62.7	62.8	62.9	63.0	58.1	58.3	58.4
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	11.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	6.2	6.2	6.2
Derating Capacity	MW	3.6	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	(1.4)	(1.4)	(1.4)
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Kayu Merah	11.52	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	3.6	3.6	3.6
PLTD Soa Siu	3.93	-	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	1.1	1.1	1.1
PLTD Jailolo - Sidangoli - Sofifi - Ibu	3.85								2.8	2.8	2.8
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	5.5	2.0	2.0	-	-	-	-	-	-	-
Sewa MFO	PLTD	10.0	10.0	10.0	10.0	-					
Project PLN											
Tidore (Perpres I)	PLTU		14.0	-							
Soa Siu (KPI)	PLTD			6.0							
Loan Belgia Sofifi (COD 2011)	PLTD								2.8		
Ternate	PLTD						-	1.0			
Tobelo (COD 2013~2015)	PLTD								5.0		
Project IPP / Swasta											
Jailolo (FTP2)	PLTP					10.0					
Gasifikasi Batubara	PLTGB					4.0	4.0	-			
Goal (COD 2010)	PLTM								1.5		
Ibu (COD 2012)	PLTM								1.0		
Halmahera	PLTU										
Tidore Baru (FTP 2)	PLTU					14.0	-				
Jumlah Efektif	MW	23.4	36.5	42.5	40.5	58.5	62.5	63.5	70.9	70.9	70.9
Cadangan	MW	3.60	3.60	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
Pemeliharaan	MW	3.60	3.60	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00
Surplus/Defisit (N-1)	MW	3.55	15.43	11.18	7.36	23.41	25.33	23.91	16.20	12.36	8.18

Neraca Daya Sistem Bacan

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	10.9	12.3	14.0	15.9	18.1	20.5	23.4	26.7	30.5	34.7
Beban Puncak	MW	2.4	2.6	3.0	3.4	3.8	4.3	4.9	5.6	6.4	7.3
Load Factor	%	53.0	53.2	54.0	54.0	54.1	54.1	54.1	54.2	54.2	54.2
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Derating Capacity	MW	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Bacan	2.70	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	-	-	-	-	-	-
Project PLN											
Bacan	PLTD						-	1.5		1.5	
Bacan	PLTU										
Project IPP / Swasta											
Songa Wayaua (FTP2)	PLTP					5.0					
Bantuan Pemda	PLTD										
Bacan	PLTGB										
Jumlah Efektif	MW	4.3	4.3	4.3	4.3	7.3	7.3	8.8	8.8	10.3	10.3
Cadangan											
Pemeliharaan	MW	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Surplus/Defisit (N-1)	MW	1.17	0.87	0.56	0.15	2.70	0.49	1.38	0.69	1.41	0.52

Neraca Daya Sistem Tobelo - Malifut

Uraian	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan		<= Interkoneksi Tobelo & Malifut (2011)									
Produksi Energi	GWh	20.0	24.9	33.3	36.0	38.9	42.0	45.6	49.5	53.7	58.4
Beban Puncak	MW	4.3	5.7	7.4	8.0	8.6	9.3	10.1	10.9	11.8	12.8
Load Factor	%	53.0	50.1	51.3	51.4	51.5	51.6	51.7	51.8	51.8	51.9
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	5.9	7.8	7.8	7.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Derating Capacity	MW	2.4	2.7	2.7	2.7	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Pembangkit PLN											
Manufacture	Size										
PLTD Tobelo	5.87	3.5	3.5	3.5	3.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
PLTD Malifut	1.95	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Pembangkit Sewa											
Sewa HSD	PLTD	3.0	3.0	3.0	3.0	-	-	-	-	-	-
Project PLN											
Tobelo	PLTD										2.0
Tobelo (KPI)	PLTU				8.0						
Project IPP / Swasta											
Ngoali	PLTM			2.0							
Tobelo	PLTGB							2.0			
Jumlah Efektif	MW	8.1	8.1	10.1	18.1	13.9	13.9	15.9	15.9	15.9	17.9
Reserve Margin	%	87.7	42.6	35.9	126.2	61.7	50.0	58.2	46.0	34.6	39.7
Cadangan	MW	0.85	0.85	0.85	1.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Pemeliharaan	MW	0.85	0.85	0.85	1.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.93	1.57	1.82	9.09	1.32	0.64	1.86	1.02	0.10	1.10

LAMPIRAN B18.10

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI PAPUA

Neraca Daya Sistem Jayapura

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	272.3	295.9	323.5	360.3	401.5	437.1	475.9	518.2	564.3	614.7
Beban Puncak			MW	48.7	52.8	57.6	63.9	71.1	77.2	83.9	91.1	99.0	107.6
Load Faktor			%	63.9	64.0	64.2	64.3	64.5	64.6	64.8	64.9	65.1	65.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	75.7	78.7	62.7	44.7	44.7	44.7	44.7	44.7	41.7	41.7
Derating capacity				19.5	19.8	20.2	20.5	20.9	21.3	21.7	22.3	22.7	23.1
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Yarmoch				9.2	9.2	9.2	7	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Waena				38.9	38.9	38.9	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	34.7	34.7
Sentani				2.0	2.0	2.0							
Arso				2.6	2.6	2.6							
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD			PLTD	23.0	26.0	10.0							
Project PLN													
Genyem (Ongoing)			PLTA			10.0	10.0						
Jayapura Baru (Perpres I)			PLTU		20.0								
Amai			PLTM									1.4	
Jayapura 2 (Rencana)			PLTU										
Jayapura (Rencana)			PLTD						3.0				9.0
Project IPP													
Jayapura (Rencana)			PLTU							15.0	15.0		
Jayapura (FTP2)			PLTU				30.0						
Jumlah Kapasitas			MW	56.2	78.9	72.6	94.2	93.8	96.4	111.0	125.5	123.5	132.1
Cadangan			MW	6.0	10.0	10.8	15.0	15.0	15.0	15.0	14.0	14.0	14.0
Pemeliharaan				6.0	10.0	10.8	15.0	15.0	15.0	15.0	14.0	14.0	14.0
Surplus/Defisit			MW	1.6	16.2	4.2	15.2	7.7	4.2	12.1	20.3	10.5	10.5

Neraca Daya Sistem Wamena

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	14.9	16.0	17.3	19.0	20.9	22.5	24.2	26.1	28.0	30.2
Beban Puncak			MW	2.9	3.1	3.4	3.7	4.1	4.4	4.7	5.1	5.5	5.9
Load Faktor			%	58.9	58.8	58.7	58.6	58.5	58.4	58.3	58.3	58.2	58.1
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	4.4	4.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2	3.2	3.2	3.2
Derating capacity				0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Wamena													
Deutz	0.3	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3				
Catterpillar	0.5	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
DEUTZ	0.1	1	PLTD										
Komatsu	0.7	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PLTM Sinagma													
Gilbert	0.1	1	PLTM	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Flender	0.1	2	PLTM	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
PLTM Walesi													
Biwater	0.5	2	PLTM	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Biwater	0.3	2	PLTM	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD			PLTD	1.0	1.0								
Project PLN													
Walesi I (Expansi) 1 x 0,5 MW			PLTM	0.5									
Walesi II (Cascade) 4 x 0,5 MW			PLTM			1.0	1.0						
Sinagma II (Cascade) 4 x 0,5 MW			PLTM							1.0	1.0		
Jumlah Efektif			MW	4.2	4.2	4.1	5.1	5.1	5.1	5.8	6.8	6.7	6.7
Cadangan			MW	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Pemeliharaan				0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Surplus/Defisit			MW	0.6	0.3	0.1	0.7	0.3	0.0	0.4	1.0	0.5	0.1

Neraca Daya Sistem Biak

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	52.0	56.2	61.0	67.4	74.6	80.7	87.2	94.3	102.0	110.3
Beban Puncak			MW	11.3	12.1	13.1	14.5	16.0	17.3	18.6	20.1	21.7	23.4
Load Faktor			%	52.7	52.8	52.9	53.1	53.2	53.4	53.5	53.6	53.7	53.9
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8
Derating capacity				2.9	3.0	3.0	3.2	3.2	3.5	3.9	4.2	4.4	4.7
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Daihatsu	3.1	2		6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2
MAK	2.5	3		7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Pembangkit Sewa													
Sewa			PLTD	4.0	6.0	6.0	4.0						
Project PLN													
New Biak 1			PLTGB							5.0	5.0		
Project IPP													
Biak (FTP2)			PLTU				7.0	7.0					
Jumlah Efektif			MW	14.9	16.9	16.8	21.7	24.6	24.3	29.0	33.6	33.4	33.2
Cadangan			MW	3.0	3.0	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	0.6	1.7	0.7	0.2	1.6	0.0	3.3	6.5	4.7	2.8

Neraca Daya Sistem Serui

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	20.0	20.9	21.9	23.4	25.0	26.1	27.3	28.5	29.8	31.2
Beban Puncak			MW	4.8	5.0	5.3	5.6	6.0	6.3	6.6	6.9	7.3	7.6
Load Faktor			%	47.6	47.5	47.4	47.3	47.2	47.1	47.0	46.9	46.8	46.7
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	8.0	8.0	8.0	6.0	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
Derating capacity				1.6	1.6	1.7	1.5	1.5	1.5	1.6	1.7	1.7	1.8
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit	PLTD										
Caterpillar	0.8	1		0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
MTU	1.0	1		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Mitsubishi	1.2	1		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MAN	0.5	2		1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Deutz	0.7	1		0.7	0.7	0.7	0.7						
Komatsu	0.7	1		0.7	0.7	0.7	0.7						
Komatsu	0.5	1		0.5	0.5	0.5	0.5						
Pembangkit Sewa													
Sewa			PLTD	2.0	2.0	2.0							
Project PLN													
Mariarotu I			PLTM				1.3						
Mariarotu II			PLTM				2.0	2.0					
Tatui (Rencana)			PLTM							1.3			
Jumlah Efektif			MW	6.4	6.4	6.3	7.8	7.8	7.8	9.1	9.0	8.9	8.9
Cadangan			MW	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Pemeliharaan				1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Surplus/Defisit			MW	0.4	0.1	-0.1	0.9	0.5	0.2	1.1	0.8	0.4	0.0

Neraca Daya Sistem Merauke

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	60.7	66.0	72.0	80.1	89.2	97.0	105.5	114.7	124.8	135.8
Beban Puncak			MW	11.5	12.6	14.0	15.7	17.7	19.5	21.4	23.6	26.0	28.6
Load Faktor			%	60.3	59.6	58.9	58.2	57.5	56.8	56.1	55.5	54.8	54.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	14.3	10.9	10.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	2.0	2.0
Derating capacity				1.4	1.4	1.5	1.7	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
SWD	0.34	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
Deutz	0.26	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
Volvo	0.25	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
Catterpillar	0.51	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5		
Catterpillar	0.36	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4		
MAN	1.00	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
KOMATSU	0.72	3	PLTD	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2		
Pembangkit Sewa													
Sewa PLTD			PLTD	7.0	5.0	5.0							
Pemda			PLTD	1.4									
Project PLN													
Kurik I			PLTGB		5.0								
Kurik II (Ekspansi)			PLTGB				5.0	5.0					
Merauke (Rencana)			PLTGB									7.0	
Project IPP													
Merauke (FTP2)			PLTU			7.0	7.0						
Jumlah Efektif			MW	12.9	14.5	21.3	28.1	33.0	33.0	32.9	32.9	36.0	36.0
Cadangan			MW	1.0	1.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.0	1.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	0.4	0.8	0.4	5.4	8.3	6.5	4.5	2.3	3.0	0.4

Neraca Daya Sistem Nabire

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	39.3	41.7	44.5	48.4	52.7	56.0	59.5	63.2	67.2	71.5
Beban Puncak			MW	10.0	10.7	11.4	12.4	13.5	14.4	15.3	16.3	17.3	18.5
Load Faktor			%	44.8	44.7	44.6	44.6	44.5	44.5	44.4	44.3	44.3	44.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.89	10.89
Derating capacity				2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.0
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Deutz	0.3	3	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Caterpillar	0.2	1	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Komatsu	0.7	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Skoda	0.7	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
MTU	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
MAN	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
MAN	0.5	3	PLTD	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Caterpillar	2.3	1	PLTD	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Deutz	0.8	1	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Pembangkit Sewa													
Sewa Diesel HSD			PLTD	6.0	6.0	6.0	4.0	3.0	3.0				
Project PLN													
Kalibumi I (Rencana)			PLTM				2.6						
Kalibumi II (Rencana)			PLTM					2.5	2.5				
Kalibumi III Cascade (Rencana)			PLTM							2.5	2.5		
Sanoba (Rencana)			PLTM							0.3			
Project IPP													
Nabire (FTP2)			PLTU				14.0						
Jumlah Efektif			MW	14.1	14.1	14.1	28.6	30.1	32.6	32.4	34.8	34.8	34.8
Cadangan			MW	2.3	2.3	2.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				2.3	2.3	2.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	1.8	1.1	0.4	9.2	9.6	11.2	10.1	11.5	10.5	9.3

Neraca Daya Sistem Nabire

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	64.6	71.4	79.4	90.0	102.0	112.9	125.0	138.5	153.4	170.0
Beban Puncak			MW	12.3	13.7	15.3	17.4	19.8	22.0	24.5	27.2	30.2	33.6
Load Faktor			%	59.8	59.5	59.3	59.1	58.9	58.6	58.4	58.1	57.9	57.7
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
Derating capacity				2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Caterpillar	0.25	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Caterpillar	0.54	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Caterpillar	0.73	2	PLTD	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
MAN	0.40	1	PLTD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Deutz MWM	0.80	2	PLTD	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Perkins	1.20	1	PLTD	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
MTU	0.50	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD				13.0	13.0	13.0							
Project PLN													
Timika (Loan Belgia)			PLTD			3.0							
Timika (Perpres I)			PLTU				14.0						
Timika			PLTGB				5.0	5.0		5.0			
Timika Baru			PLTU									7.0	7.0
Jumlah Efektif			MW	16.2	16.1	19.1	25.0	30.0	30.0	35.0	35.0	42.0	49.0
Cadangan			MW	1.2	1.2	1.2	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.2	1.2	1.2	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	2.6	1.2	2.6	4.7	3.2	1.0	3.6	0.8	4.8	8.4

LAMPIRAN B18.11

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI PAPUA BARAT

Neraca Daya Sistem Sorong

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	146.7	164.2	185.3	208.2	234.1	262.3	293.4	327.8	365.9	408.0
Beban Puncak			MW	27.1	30.2	34.8	38.8	42.7	47.1	52.1	57.7	63.7	70.3
Load Faktor			%	61.8	62.1	60.8	61.3	62.6	63.6	64.2	64.9	65.6	66.2
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	36.4	30.4	30.4	30.4	19.4	17.1	10.1	10.1	10.1	10.1
Derating capacity			MW	3.9	4.0	4.0	4.1	4.3	4.5	4.5	4.6	4.8	5.1
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Klademak													
Cockeril	1.10	1	PLTD	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1					
Daihatsu	3.10	1	PLTD	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1				
MAN	0.50	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5					
Klasaman													
MAK	2.54	2	PLTD	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
MAK	2.80	1	PLTD	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
MAK	2.20	1	PLTD	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
Komatsu	0.70	2	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	0.7				
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD			PLTD	6.0									
Sewa HSD (baru)			PLTD	11.0	11.0	11.0	11.0						
Excess Power				3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2				
Project PLN													
PLTA Warsamsom			PLTA							15.5	15.5		
Project IPP													
PLTG			PLTG	10.0	10.0								
Sorong (FTP2)			PLTU				15.0	15.0					
Jumlah Efektif			MW	42.5	46.4	46.4	61.4	65.2	62.6	71.1	86.5	86.3	86.0
Cadangan			MW	10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Pemeliharaan				10.0	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Surplus/Defisit			MW	5.4	6.3	1.6	7.6	7.5	0.5	3.9	13.9	7.5	0.6

Neraca Daya Sistem Manokwari

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	60.2	66.0	73.0	80.2	88.3	96.9	106.1	116.1	126.9	138.5
Beban Puncak			MW	11.4	12.5	14.0	15.3	16.5	17.8	19.3	20.8	22.5	24.3
Load Faktor			%	60.2	60.5	59.3	59.8	61.2	62.2	62.9	63.6	64.3	65.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	10.5	10.5	10.5	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.70	8.70
Derating capacity				2.3	2.3	2.4	2.6	2.8	3.2	3.5	3.8	4.1	4.4
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
Daihatsu	1.3	1	PLTD	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
MAN	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Daihatsu	0.6	2	PLTD	1.1	1.1	1.1							
Deutz	1.2	2	PLTD	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Komatsu	0.7	1	PLTD	0.7	0.7	0.7							
Komatsu	0.5	2	PLTD	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Mitsubishi	1.0	2	PLTD	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Pembangkit Sewa													
Sewa Diesel			PLTD	3.0	3.0	3.0							
Sewa Diesel (Baru)			PLTD	8.0	8.0	8.0							
Project PLN													
Sanggeng MFO (Loan Belgia)			PLTD				3.0						
Prafi (Ongoing)			PLTM				2.5						
Prafi II (Rencana)			PLTM						1.0				
Ransiki (Rencana)			PLTM								1.3		
Manokwari			PLTGB							2.5		2.5	
Project IPP													
Andai (FTP2)			PLTU			7.0	7.0						
Jumlah Efektif			MW	19.2	19.2	26.1	25.6	25.4	26.0	28.2	29.2	31.4	31.1
Cadangan			MW	1.3	1.3	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan				1.3	1.3	3.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Surplus/Defisit			MW	6.5	5.4	9.0	3.2	1.9	1.3	2.0	1.4	1.9	-0.2

Neraca Daya Sistem Fak-Fak

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	19.0	20.8	23.0	25.2	27.7	30.4	33.2	36.3	39.6	43.1
Beban Puncak			MW	4.4	4.7	5.2	5.6	5.9	6.2	6.6	7.0	7.5	7.9
Load Faktor			%	49.8	50.9	50.7	51.9	53.9	55.7	57.2	58.8	60.4	62.0
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	4.0	4.0	4.0
Derating capacity				1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5
Pembangkit PLN													
Manufacture	Size	Jlh unit											
PLTD Kebun Kapas													
MWM	0.2	1	PLTD	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			
Komatsu	0.3	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3			
SWD	0.3	2	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3			
Deutz	0.6	1	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6			
Deutz	0.6	2	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
MAN	0.5	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5			
Komatsu	0.7	2	PLTD	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
PLTM Werba													
Francis (Werba)	1.0	2	PLTM	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Pembangkit Sewa													
Sewa HSD			PLTD	3.0	3.0	3.0	2.0						
Project PLN													
Kombemur (Rencana)			PLTM				3.3	3.3					
Kombemur (Ext)			PLTM								3.3		
Jumlah Efektif			MW	7.0	7.0	7.0	9.2	10.4	10.3	10.2	11.5	11.4	11.3
Cadangan			MW	1.0	1.0	1.0	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Pemeliharaan				1.0	1.0	1.0	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Surplus/Defisit			MW	1.6	1.3	0.8	0.3	1.2	0.8	0.3	1.1	0.6	0.1

LAMPIRAN B18.12

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI NTB

Neraca Daya Sistem Lombok

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	586.6	658.5	741.3	839.7	915.3	999.0	1120.1	1266.4	1392.1	1532.4
Beban Puncak	MW	120.7	134.3	151.5	169.6	185.0	202.1	225.5	253.2	278.8	307.3
Load Factor	%	55.5	56.0	55.9	56.5	56.5	56.4	56.7	57.1	57.0	56.9
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	87	74.5	68.6	61.7	55.3	55.3	55.3	49.0	49.0	49.0
Daya Mampu Netto	MW	67	57	53	48	43	43	43	38	38	38
PLN											
PLTD Taman	MW	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD Ampenan	MW	49	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6	48.6
PLTD Paokmotong	MW	28	25.5	19.6	12.7	6.3	6.3	6.3	-	-	-
PLTM Pengga	MW	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Sewa		25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Pasokan											
Sewa											
Sewa Baru (Paokmotong)	PLTD	15	15	15	-	-	-	-	-	-	-
Sewa Baru (Anak Perusahaan)	PLTD	12	12	12	-	-	-	-	-	-	-
Sewa Baru (Untuk BIL)	PLTD	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLN											
On-Going Project											
Santong	PLTM		1								
Lombok (FTP1)	PLTU		50								
Lombok (APBN)	PLTU	25									
Rencana											
Lombok (Loan)	PLTU				25	25					
Sembalun (FTP2)	PLTP				20						
Sembalun (Extention)	PLTP									20	20
Lombok	PLTG						25	25			
Lombok	PLTD										15
IPP											
Kokok Putih	PLTM		4								
Lombok	PLTU			25	25						
Lombok Baru I	PLTU								25	25	
Jumlah Kapasitas Terpasang	MW	169	181	200	236	255	280	305	324	369	404
Jumlah Daya Mampu Netto	MW	149	139	105	118	68	68	68	63	83	73
Reserve Margin	%	40	35	32	39	38	39	35	28	32	31

Neraca Daya Sistem Sumbawa

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan								INTERKONEKSI SISTEM PULAU SUMBAWA			
Produksi Energi	GWh	128.2	144.0	160.7	182.0	198.4	216.5				
Beban Puncak	MW	26.3	29.2	32.4	36.3	39.6	43.3				
Load Factor	%	55.7	56.2	56.6	57.2	57.2	57.1				
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	14	14	14	5	5	5				
Daya Mampu Netto	MW	11	11	11	4	4	4				
PLN											
PLTD Labuhan	MW	7.1	7.1	7.1	4.4	4.4	4.4				
PLTD Alas	MW	1	1.0	1.0	-	-	-				
PLTD Empang	MW	1	1.0	1.0	-	-	-				
PLTM Taliwang	MW	2	2.2	2.2	-	-	-				
Sewa											
PLTD Sewatama (Labuhan)	MW	4	4	-	-	-	-	INTERKONEKSI SISTEM PULAU SUMBAWA			
PLTD Sewatama (Taliwang)	MW	2	2	2	-	-	-				
PLTD CSL	MW	2	2	-	-	-	-				
Tambahan Pasokan											
Sewa											
Sewa Baru (Labuhan)	PLTD	10	10	10							
Sewa Baru (PEMDA)	PLTD	2	2								
PLN											
Rencana											
Sumbawa	PLTD						10				
Sumbawa 1	PLTA				30						
Sumbawa Barat	PLTU				14						
IPP											
Sumbawa Baru I (FTP2)	PLTU			10	10						
Sumbawa Baru II	PLTU				15	15					
Jumlah Kapasitas	MW	31	31	33	83	98	98				
Cadangan :											
Pemeliharaan	MW	3	3	10	15	15	15				
Surplus/Defisit (N-1)	MW	2.0	(0.9)	(9.1)	32.1	43.8	40.1				

Neraca Daya Sistem Bima

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan								INTERKONEKSI SISTEM PULAU SUMBAWA			
Produksi Energi	GWh	121.9	136.9	152.8	173.1	188.6	205.9				
Beban Puncak	MW	24.5	27.3	30.2	33.9	36.9	40.3				
Load Factor	%	56.8	57.3	57.7	58.4	58.3	58.3				
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	18	13	10	10	10	10				
Daya Mampu Netto	MW	15	11	9	9	9	9				
PLN											
PLTD Bima	MW	5.4	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9				
PLTD Ni'u	MW	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7				
PLTD Dompu	MW	4.0	2.2	-	-	-	-				
PLTM Sape	MW	0.8	-	-	-	-	-				
Sewa											
PLTD Sewatama (Ni'u)	MW	5	-	-	-	-	-				
PLTD CSL	MW	2	-	-	-	-	-				
Tambahan Pasokan											
Sewa											
Sewa Baru (Ni'u)	PLTD	10	10	10							
Sewa Baru (MFO)					5	5					
PLN											
Rencana											
Bima (FTP1)	PLTU		20								
Pilot Project	PLTU			14							
Huu (Extension)	PLTP										
IPP											
Huu (FTP2)	PLTP					20					
Bima Baru	PLTU										
Jumlah Kapasitas	MW	32	41	53	48	68	63				
Cadangan :											
Pemeliharaan	MW	3	10	10	10	10	20				
Surplus/Defisit (N-1)	MW	4.4	3.5	12.4	3.7	20.7	2.3				

LAMPIRAN B18.13

NERACA DAYA SISTEM ISOLATED PROVINSI NTT

Neraca Daya Sistem Kupang

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	173.9	197.4	223.7	253.3	286.9	317.6	351.7	389.4	431.3	468.8
Load Faktor			%	63.7	63.1	62.5	61.9	61.3	61.3	61.4	61.4	61.4	61.8
Beban Puncak			MW	31.2	35.7	40.9	46.7	53.4	59.1	65.4	72.4	80.2	86.7
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	48.5	53.5	39.6	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4
Derating Capacity			MW	8.7	9.9	9.9	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Pembangkit PLN													
PLTD Kuanino													
Manufacture	Size	Jml Unit											
Niigata	2.5	2	PLTD		5.0	5.0							
Caterpillar	4.9	1	PLTD	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
PLTD Tenau													
Caterpillar	4.9	1	PLTD	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
M A K	2.5	4	PLTD	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
Mirrless	5.2	2	PLTD	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4	10.4
G M	2.1	2	PLTD	4.2	4.2	4.2							
Sewa Pembangkit													
PLTD Sewa 1	5	1	PLTD	5.0	5.0								
PLTD Sewa 2	3.3	1	PLTD	3.3	3.3								
PLTD Sewa 3	5.6	1	PLTD	5.6	5.6								
Project PLN													
Kupang Baru (FTP1)			PLTU		33.0								
PLTD MFO (New - Kupang)			PLTD				7.5		7.5			7.5	
PLTD MFO (New)			PLTD										
PLTD MFO (Relokasi)			PLTD	4.0									
Project IPP													
Kupang Baru			PLTU							15.0	15.0		
Jumlah Efektif			MW	43.9	80.6	66.7	67.3	67.3	74.8	89.8	104.8	112.3	112.3
Cadangan			MW	5.2	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Pemeliharaan (1 unit terbesar)			MW	5.2	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Surplus/Defisit			MW	7.5	28.4	9.3	4.1	-2.6	-0.8	7.9	15.9	15.6	9.1

Neraca Daya Sistem Sumbawa

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	16.4									
Load Faktor			%	46.7									
Beban Puncak			MW	4.0									
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	4.1									
Derating Capacity			MW	0.8									
Pembangkit PLN													
PLTD Soe													
Manufacture	Size	Jml Unit											
MWM TBD 616V12	0.50	1	PLTD	0.5									
MWM TBD2346V16	0.58	1	PLTD	0.6									
DAIHATSU	0.25	1	PLTD	0.3									
MAN	0.54	2	PLTD	1.1									
MTU	0.70	1	PLTD	0.7									
MTU	0.50	2	PLTD	1.0									
Project PLN													
PLTD MFO			PLTD	2.0									
Oelbubuk			PLTB										
Project IPP													
Jumlah Efektif			MW	5.3									
Cadangan			MW	1.0									
Pemeliharaan			MW	1.0									
Surplus/Defisit			MW	0.3									

Interkoneksi Dengan Sistem Kupang

Neraca Daya Sistem Atambua

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	25.9									
Load Faktor			%	58.0									
Beban Puncak			MW	5.1									
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	5.62									
Derating Capacity			MW	0.86									
Pembangkit PLN													
PLTD Atambua													
Manufacture	Size	Jml Unit											
SWD Dro216	0.34	3	PLTD	1.01									
PERKIN	0.03	1	PLTD	0.03									
Daihatsu 6DL28	1.25	1	PLTD	1.25									
MWM	0.58	1	PLTD	0.58									
KOMATSU	0.70	1	PLTD	0.70									
MTU	0.50	1	PLTD	0.50									
VOLVO	0.25	1	PLTD	0.25									
sewa	1.30	1	PLTD	1.30									
Project PLN													
PLTD MFO			PLTD	2.00									
Atambua APBN			PLTU										
Project IPP													
Jumlah Efektif			MW	6.75									
Cadangan			MW	1.25									
Pemeliharaan			MW	1.25									
Operasi			MW										
Surplus/Defisit			MW	0.41									

24.00

Interkoneksi Dengan Sistem Kefamenanu

Neraca Daya Sistem Kefamenanu

Pasokan/Kebutuhan			Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	15.5									
Load Faktor			%	54.3									
Beban Puncak			MW	3.3									
Pasokan													
Kapasitas Terpasang			MW	4.60									
Derating Capacity			MW	0.92									
Pembangkit PLN													
PLTD Kefamenanu													
Manufacture	Size	Jml Unit											
MWM TBD616V12	0.58	2	PLTD	1.15									
SWD Dro 216	0.34	2	PLTD	0.67									
Deutz BA6M	0.26	1	PLTD	0.26									
Deutz BF10L	0.19	5	PLTD	0.96									
MTU 12V2000	0.53	2	PLTD	1.06									
MAN	0.50	1	PLTD	0.50									
Project PLN													
PLTD HSD (SEWA)			PLTD										
PLTD MFO			PLTD										
Project IPP													
Jumlah Efektif			MW	3.68									
Cadangan			MW	0.58									
Pemeliharaan			MW	0.58									
Operasi			MW										
Surplus/Defisit			MW	-0.15									

Interkoneksi Dengan Sistem Atambua

Neraca Daya Sistem Atambua-Kefamenanu

Pasokan/Kebutuhan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	15.5	53.9	62.5	72.3						
Load Faktor	%	54.3	54.7	54.2	53.8						
Beban Puncak	MW	3.3	11.3	13.2	15.4						
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	7.62	4.40	4.40	4.40						
Derating Capacity	MW	1.89	0.88	0.88	0.88						
Pembangkit PLN											
PLTD Atambua											
Diesel	PLTD		1.3	1.3	1.3						
MFO	PLTD	2.00	2.0	2.0	2.0						
PLTD Kefamenanu											
Diesel	PLTD		1.2	1.2	1.2						
Project PLN											
Atambua (APBN)	PLTU		24.0								
Project IPP											
						<i>Interkoneksi Ke Sistem Timor (Kupang - Atambua)</i>					
Jumlah Efektif	MW	6.72	28.5	28.5	28.5						
Cadangan	MW	1.25	6.0	6.0	6.0						
Pemeliharaan	MW	1.25	6.0	6.0	6.0						
Operasi	MW										
Surplus/Defisit	MW	2.22	11.3	9.4	7.2						

Neraca Daya Sistem Sistem Timor

Pasokan/Kebutuhan		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	173.90	215.76	244.25	276.32	396.4	440.5	489.7	544.5	605.5	661.0
Load Faktor	%	63.67	61.18	60.63	60.09	58.1	58.2	58.2	58.3	58.3	58.6
Beban Puncak	MW	31.18	40.26	45.99	52.50	77.9	86.5	96.0	106.7	118.6	128.7
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	47.57	89.04	89.04	95.47	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
Derating Capacity	MW	8.71	17.01	17.01	16.79	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2	20.2
Pembangkit PLN		8.71		17.01		20.2		20.2	20.2	20.2	20.2
PLTD Kupang											
Diesel	PLTD	29.17	24.97	24.97	24.97	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4
MFO	PLTD	4.00	4.00	4.00	11.50	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
NTT 2 Kupang	PLTU		33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0
PLTD Atambua											
MFO	PLTD	2.00	2.00	2.00	2.00	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Atambua (APBN)	PLTU		24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0	24.0
Project PLN											
PLTD MFO (New - Kupang)	PLTD					7.5	7.5			7.5	
PLTD MFO (New - Atambua)	PLTD					7.5					7.5
Oelbubuk - Soe	PLT-Hybrid						2.0				
Project IPP											
Kupang	PLTU							15.0	15.0		
Jumlah Efektif	MW	38.85	72.03	72.03	78.67	95.7	105.2	120.2	135.2	142.7	150.2
Cadangan	MW	5.22	5.22	16.50	16.50	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Pemeliharaan (1 unit terbesar)	MW	5.22	5.22	16.50	16.50	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Surplus/Defisit	MW	2.46	26.55	9.54	9.68	1.4	2.3	7.7	12.0	7.6	5.0

Neraca Daya Sistem Kalabahi

Pasokan/Kebutuhan				2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi			GWh	14.9	16.7	18.6	20.8	23.2	25.2	27.5	30.0	32.7	35.0
Load Faktor			%	62.7	62.2	61.6	61.0	60.4	60.5	60.5	60.5	60.6	60.9
Beban Puncak			MW	2.7	3.1	3.5	3.9	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.6
Pasokan					3.00		3.00		3.00		3.00		5.00
Kapasitas Terpasang			MW	3.94	3.94	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35	3.35
Derating Capacity			MW	0.79	0.79	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
Pembangkit PLN													
PLTD Kadelang													
Manufacture	Size	Jml Unit											
Yanmar 6HAL-T	0.10	1	PLTD	0.10	0.10								
Deutz BA6M	0.25	1	PLTD	0.25	0.25								
MWM TBD 616	0.50	1	PLTD	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
MAN	0.25	2	PLTD	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
SWD DRO 216	0.34	1	PLTD	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
MTU	0.28	2	PLTD	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56	0.56
Caterpillar	0.73	1	PLTD	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73
Caterpillar	0.73	1	PLTD	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73
Deutz (MU)	0.24	1	PLTD	0.24	0.24								
Project PLN													
PLTD HSD			PLTD	0.75									
Bukapiting			PLTP			3.00		3.00					
Project IPP													
Jumlah Efektif				MW	3.90	3.90	6.43	6.43	9.43	9.43	9.43	9.43	9.43
Cadangan			MW	0.73	0.73	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Pemeliharaan			MW	0.73	0.73	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Operasi			MW										
Surplus/Defisit				MW	0.45	0.11	0.48	0.04	2.55	2.16	1.74	0.76	0.37

Neraca Daya Sistem Maumere-Ropa-Ende

Pasokan/Kebutuhan				2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan														
Produksi Energi	GWh			26.8	70.9	79.3	88.6	98.9	110.4	120.5	131.5	143.5	156.7	167.9
Load Faktor	%			56.7	57.8	57.3	56.8	56.3	55.8	55.9	56.0	56.1	56.2	56.5
Beban Puncak	MW			5.4	14.0	15.8	17.8	20.1	22.6	24.6	26.8	29.2	31.9	33.9
Pasokan														
Kapasitas Terpasang	MW			8.74	9.66	9.66	9.66	9.66						
Derating Capacity	MW			2.02	2.90	2.90	2.90	2.90						
Pembangkit PLN														
PLTD Wloromarang														
Manufacture	Size	Jml Unit												
Deutz BA12M	0.56	1	PLTD		0.56	0.56	0.56	0.56						
Yanmar Z280L-ET	1.20	2	PLTD		2.40	2.40	2.40	2.40						
Daihatsu 6DL28	1.25	1	PLTD		1.25	1.25	1.25	1.25						
MTU	0.78	1	PLTD		0.78	0.78	0.78	0.78						
PLTD Mautupaga														
SWD Dro218	0.54	2	PLTD	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07						
Cockerill	1.10	1	PLTD	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10						
ABC	1.25	2	PLTD	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50						
Project PLN														
PLTD MFO (New - Ende)			PLTD			2.5		2.5						
PLTD MFO (New - Maumere)			PLTD				2.5							
Ropa (Perpres)			PLTU		14.0									
Ndungga			PLTM			1.8								
Project IPP														
Sukoria (FTP2)			PLTP						5.0					
									<i>Interkoneksi Dengan Sistem R - B - L</i>					
Jumlah Efektif	MW			6.72	20.76	25.06	27.56	30.06						
Cadangan	MW			1.25	1.25	7.00	7.00	7.00						
Pemeliharaan	MW			1.25	1.25	7.00	7.00	7.00						
Operasi	MW													
Surplus/Defisit	MW			0.06	5.50	2.25	2.75	3.01						

Neraca Daya Sistem Bajawa-Ruteng-Labuan Bajo

Pasokan/Kebutuhan			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi	GWh		15.8	44.4	50.3	57.0	64.5	73.1	81.0	89.8	99.6	110.6	120.6
Load Faktor	%		55.6	54.7	54.3	53.8	53.4	53.0	53.1	53.1	53.2	53.3	53.7
Beban Puncak	MW		3.2	9.3	10.6	12.1	13.8	15.8	17.4	19.3	21.4	23.7	25.6
Pasokan													
Kapasitas Terpasang	MW			5.7	5.7	5.7	5.7	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Derating Capacity	MW			1.4	1.4	1.4	1.4	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Pembangkit PLN													
BAJAWA													
Diesel	PLTD			2.0	2.0	2.0	2.0						
Barata	PLTM	0.16 1		0.2	0.2	0.2	0.2	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Mataloko	PLTP	1.80 1		1.8	1.8	1.8	1.8	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
RUTENG													
Diesel	PLTD		5.27	1.9	1.9	1.9	1.9						
GILKES	PLTM	0.12 1	0.12	0.1	0.1	0.1	0.1	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
LABUAN BAJO													
Diesel	PLTD		2.40	1.5	1.5	1.5	1.5						
Project PLN													
Ulumbu APBN	PLTP			5.0									
Ulumbu ADB	PLTP			5.0									
Labuhan Bajo	PLTU					6.0							
Project IPP													
Ulumbu	PLTP				3.0	3.0							
Jumlah Efektif													
	MW			14.3	17.3	26.3	26.3						
Cadangan	MW		1.50	2.5	2.5	3.0	3.0						
Pemeliharaan	MW		1.50	2.5	2.5	3.0	3.0						
Operasi	MW												
Surplus/Defisit													
	MW		-4.74	2.5	4.2	11.2	9.5						

Interkoneksi Dengan Sistem Mauronde

Neraca Daya Sistem Flores

Pasokan/Kebutuhan			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi	GWh							183.5	201.5	221.3	243.2	267.3	288.5
Load Faktor	%							54.6	54.7	54.8	54.9	54.9	55.3
Beban Puncak	MW							38.3	42.0	46.1	50.6	55.5	59.6
Pasokan													
Kapasitas Terpasang	MW							39.6	39.6	39.6	39.6	39.6	39.6
Derating Capacity	MW							7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
Pembangkit PLN													
MAUMERE													
MFO	PLTD							2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
ENDE													
Ropa (Perpres)	PLTU							14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0
MFO	PLTD							5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
BAJAWA													
Barata	PLTM	0.16	1					0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Mataloko	PLTP							1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
RUTENG													
GILKES	PLTM	0.12	1					0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ulumbu	PLTP							16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
Project PLN													
PLTD MFO (New - Bajawa)	PLTD							2.5	2.5				
PLTD MFO (New - Ende)	PLTD							5.0					
PLTD MFO (New -Maumere)	PLTD							5.0		2.5			
Ndungga - Ende	PLTM							1.8					
Mataloko (WKP Pertamina)	PLTP										5.0		
Nangalili - Labuan Bajo	PLT-Hybrid												0.5
Project IPP													
Sukoria (FTP2)	PLTP							5.0					
Jumlah Efektif								51.0	53.5	56.0	61.0	61.0	61.5
Cadangan	MW							7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Pemeliharaan	MW							7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Operasi	MW												
Surplus/Defisit								5.6	4.4	2.9	3.4	-1.6	-5.1

Neraca Daya Sistem Larantuka

Pasokan/Kebutuhan				2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan														
Produksi Energi			GWh	12.6	14.5	16.4	18.5							
Load Faktor			%	54.2	54.9	54.5	54.0							
Beban Puncak			MW	2.6	3.0	3.4	3.9							
Pasokan				0.2	0.6	0.6	0.6							
Kapasitas Terpasang			MW	4.6	4.6	4.6	4.6							
Derating Capacity			MW	0.9	0.9	0.9	0.9							
Pembangkit PLN														
PLTD Waibalin														
Yanmar 6ML HTS	0.27	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3							
Yanmar M220L-SN	0.50	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5							
MERCY MTU	0.40	3	PLTD	1.2	1.2	1.2	1.2							
Kubota	0.45	2	PLTD	0.9	0.9	0.9	0.9							
MTU	0.70	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7							
MAN	0.50	2	PLTD	1.0	1.0	1.0	1.0							
Project PLN														
PLTD HSD			PLTD											
PLTD MFO (New)			PLTD		1.0									
Oka Larantuka			PLTP											
Larantuka (KPI)			PLTU											
Project IPP														
Jumlah Efektif				MW	3.66	4.66	4.66	4.66						
Cadangan			MW	0.70	0.70	0.70	0.70							
Pemeliharaan			MW	0.70	0.70	0.70	0.70							
Surplus/Defisit				MW	0.31	0.94	0.52	0.05						

8.0
Interkoneksi dgn Sistem Adonara

Neraca Daya Sistem Adonara

Pasokan/Kebutuhan			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi	GWh		6.1	6.9	7.7	8.6							
Load Faktor	%		39.8	40.3	40.0	39.6							
Beban Puncak	MW		1.7	2.0	2.2	2.5							
Pasokan			0.20		0.60								
Kapasitas Terpasang	MW		2.93	2.93	2.93	2.93							
Derating Capacity	MW		0.59	0.59	0.59	0.59							
Pembangkit PLN													
PLTD Waiwerang													
Manufacture	Size	Jml Unit											
Yanmar	0.38	1	PLTD	0.38	0.38	0.38	0.38						
Yanmar	0.31	1	PLTD	0.31	0.31	0.31	0.31						
D.MWM	0.58	1	PLTD	0.58	0.58	0.58	0.58						
VOLVO	0.38	1	PLTD	0.38	0.38	0.38	0.38						
MTU	0.44	1	PLTD	0.44	0.44	0.44	0.44						
MAN	0.25	1	PLTD	0.25	0.25	0.25	0.25						
MAN	0.60	1	PLTD	0.60	0.60	0.60	0.60						
Project PLN													
PLTD HSD			PLTD	0.50		0.50							
Project IPP													
							Interkoneksi dgn Sistem Lantuka						
Jumlah Efektif			MW	2.34	2.84	2.84	3.34						
Cadangan			MW	0.60	0.60	0.60	0.60						
Pemeliharaan			MW	0.60	0.60	0.60	0.60						
Operasi			MW										
Surplus/Defisit			MW	0.01	0.29	0.04	0.27						

Neraca Daya Sistem Larantuka-Adonara

Pasokan/Kebutuhan		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh				30.4	34.2	37.5	41.2	45.2	49.6	53.5
Load Faktor	%				48.1	47.8	47.9	48.1	48.2	48.3	48.7
Beban Puncak	MW				7.2	8.2	8.9	9.8	10.7	11.7	12.5
Pasokan					0.60		0.60		0.60		2.60
Kapasitas Terpasang	MW				5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Derating Capacity	MW				1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pembangkit PLN											
LARANTUKA											
Diesel	PLTD				4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
MFO	PLTD				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Project PLN											
PLTD HSD	PLTD										
PLTD MFO (New)	PLTD				2.5	2.5					
Oka Larantuka	PLTP				3.0			3.0			
Larantuka (KPI)	PLTU					8.0					
Project IPP											
Jumlah Efektif	MW				9.7	20.2	20.2	23.2	23.2	23.2	23.2
Cadangan	MW				2.5	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pemeliharaan	MW				2.5	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Operasi	MW										
Surplus/Defisit	MW				0.0	8.1	7.3	9.5	8.5	7.5	6.7

Neraca Daya Sistem Lembata

Pasokan/Kebutuhan			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan													
Produksi Energi	GWh		7.4	8.5	9.4	10.5	11.6	12.9	14.0	15.1	16.4	17.8	19.0
Load Faktor	%		57.0	57.6	57.1	56.6	56.1	55.6	55.7	55.7	55.8	55.8	56.2
Beban Puncak	MW		1.5	1.7	1.9	2.1	2.4	2.6	2.9	3.1	3.4	3.6	3.9
Pasokan			0.20		0.60		0.60		0.60		0.60		2.60
Kapasitas Terpasang	MW		2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.03	2.03	
Derating Capacity	MW		0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.41	0.41	
Pembangkit PLN													
PLTD Lewoleba													
Manufacture	Size	Jml Unit											
Yanmar 6N165L-SN	0.31	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
MAN	0.53	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
MAN	0.63	1	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
Deutz BF10L513	0.19	3	PLTD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
DEUTZ	0.26	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3			
MAN D2866LE201	0.29	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3			
Deutz F10 L413	0.10	1	PLTD	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			
Project PLN													
PLTD HSD			PLTD	0.5	1.0		1.0				1.0		
Project IPP													
Atadei (FTP2)			PLTP					5.0					
Jumlah Efektif			MW	2.14	2.64	3.64	3.64	4.64	9.64	9.64	10.12	10.12	8.50
Cadangan			MW	0.68	0.75	1.50	1.50	1.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Pemeliharaan			MW	0.68	0.75	1.50	1.50	1.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Surplus/Defisit			MW	-0.03	0.21	0.26	0.03	0.78	4.50	4.28	4.04	4.26	3.98
													2.15

Neraca Daya Sistem Waingapu

790

Pasokan/Kebutuhan			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kebutuhan												
Produksi Energi	GWh		18.1	20.3	22.6	25.2	28.1	30.6	33.3	36.3	39.6	42.4
Load Faktor	%		58.8	58.3	57.7	57.2	56.7	56.7	56.8	56.8	56.9	57.2
Beban Puncak	MW		3.5	4.0	4.5	5.0	5.7	6.2	6.7	7.3	8.0	8.5
Pasokan												
Kapasitas Terpasang	MW		4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Derating Capacity	MW		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Pembangkit PLN												
PLTD Waingapu												
Manufacture	Size	Jml Unit										
S W D Dro 216	0.34	4	PLTD	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Yanmar 6ML HTS	0.27	1	PLTD	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
DEUTZ BA 6 M	0.25	2	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MTU	0.75	1	PLTD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
MTU	0.50	1	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Volvo	0.25	2	PLTD	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
CAT	0.73	1	PLTD	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Project PLN												
PLTD MFO			PLTD	1.0								
Mauhau			PLT-Hybrid	0.5						0.5		
Waingapu (KPI)			PLTU				8.0					
Project IPP												
Kambaniru			PLTM		2.0							
Jumlah Efektif			MW	4.7	5.2	7.2	7.2	15.2	15.2	15.2	15.7	15.7
Cadangan			MW	0.7	0.7	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Pemeliharaan			MW	0.7	0.7	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Surplus/Defisit			MW	0.4	0.5	1.7	1.1	5.5	5.0	4.4	3.7	3.2

LAMPIRAN C

SISTEM JAWA BALI

Lampiran C ini menjelaskan rencana pengembangan sistem kelistrikan di Wilayah Operasi Jawa Bali, yang terdiri dari Sistem Interkoneksi Jawa Bali (Lampiran C1) dan Pengembangan Kelistrikan Provinsi DKI Jakarta (C2) sampai dengan Provinsi Bali (C8).

LAMPIRAN C1.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM JAWA BALI

Proyeksi Kebutuhan Listrik Sistem Jawa – Bali

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,2 % pertahun.
- Energi jual 115,1 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 252,5 TWh pada tahun 2019, atau naik 8,97 % pertahun.
- Beban puncak sistem 19.486 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 43.367 MW pada tahun 2019, atau naik 9,4 % pertahun.
- Losses 9.2 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7.5 % pada tahun 2019.
- Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Distribusi Jakarta Raya dan Tangerang

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,67 % pertahun.
- Energi jual 33,7 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 74,8 TWh pada tahun 2019, atau naik 9,43 % pertahun.
- Beban puncak sistem 5.556 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 11.940 MW pada tahun 2019, atau naik 8,9 % pertahun.
- Losses 9.57 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7.7 % pada tahun 2019.
- Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Distribusi Jawa Barat dan Banten

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 5,8 % pertahun.
- Energi jual 39,1 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 85,4 TWh pada tahun 2019, atau naik 9,4 % pertahun.
- Beban puncak sistem 6.395 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 13.698 MW pada tahun 2019, atau naik 9,6 % pertahun.
- Losses 9.29 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7.2 % pada tahun 2019.

- Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Distribusi Jawa Tengah Dan DIY

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 5,7 % pertahun.
- Energi jual 15,1 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 32,9 TWh pada tahun 2019, atau naik 8,1 % pertahun.
- Beban puncak sistem 2.837 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 6.713 MW pada tahun 2019, atau naik 9 % pertahun.
- Losses 8,62 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7,8 % pada tahun 2019. Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Distribusi Jawa Timur

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,1 % pertahun.
- Energi jual 23,2 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 52,8 TWh pada tahun 2019, atau naik 9,6 % pertahun.
- Beban puncak sistem 4.107 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 9.057 MW pada tahun 2019, atau naik 6,3 % pertahun.
- Losses 9.09 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7.55 % pada tahun 2019. Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Distribusi Bali

- Asumsi pertumbuhan ekonomi rata-rata 5,4 % pertahun.
- Energi jual 2,8 TWh pada tahun 2010, akan naik menjadi 6,7 TWh pada tahun 2019, atau naik 9,2 % pertahun.
- Beban puncak sistem 521 MW pada tahun 2010, akan naik menjadi 1.244 MW pada tahun 2019, atau naik 9,6 % pertahun.
- Losses 7.6 % pada tahun 2010, akan turun menjadi 7.2 % pada tahun 2019.
- Pemakaian sendiri pembangkit (SST) 4 % tahun 2010, tidak berubah sampai dengan 2019.

PENJELASAN LAMPIRAN C1.2

NERACA DAYA SISTEM JAWA BALI

Neraca Daya

Neraca daya sistem Jawa Bali pada Lampiran C1.2 merencanakan reserve margin (cadangan) sekitar 35% sebagaimana dijelaskan pada butir 4.1.1. Cadangan yang lebih tinggi pada tahun 2011 (41%) terjadi karena beberapa pembangkit baru dari program percepatan pembangkit 10.000 MW tahap I dan PLTU IPP Cirebon serta PLTGU Priok dan Muara Tawar Blok 5 selesai dan mulai beroperasi.

Kapasitas pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2009 adalah 910 MW, yaitu PLTP Wayang Windu #2 110 MW, PLTU Labuan #1 300 MW dan PLTGU Muara Karang Repowering 500 MW. PLTU Muara Karang #1-3 300 MW di-*demolish* karena lokasinya digunakan untuk pembangunan PLTGU Muara Karang Repowering tersebut.

Proyek pembangkit PLN yang direncanakan beroperasi pada tahun 2010 adalah PLTU Labuan #2 (300 MW), PLTU Indramayu (990 MW), PLTU Rembang (630), PLTU Suralaya #8 (625 MW), PLTU Paiton #9 (660) dan Steam Repowering Muarakarang (194 MW).

Proyek pembangkit IPP yang direncanakan beroperasi tahun 2010 adalah PLTGU Cikarang (100 MW), sementara PLTU IPP Bali Utara/Celukan Bawang (380 MW) yang direncanakan beroperasi tahun 2010 diperkirakan tertunda cukup lama melihat pekerjaan konstruksi di lapangan berhenti. Dampak tertundanya PLTU IPP Celukan Bawang ini mengakibatkan sistem Bali dinyatakan sebagai daerah krisis listrik, sampai dengan ada tambahan pasokan pembangkit atau tambahan kabel laut Jawa-Bali minimal 120 MW.

Proyek pembangkit IPP yang sedang dalam tahap konstruksi dengan progres cukup baik adalah PLTU IPP Tanjung Jati B #3-4 1.320 MW, diperkirakan akan beroperasi pada tahun 2012, dan PLTU IPP Paiton #3 815 MW yang diperkirakan akan beroperasi pada tahun 2012.

Tambahan PLTU baru di sistem Jawa Bali selanjutnya direncanakan dengan ukuran unit 1.000 MW dengan teknologi *supercritical*. Mereka adalah PLTU IPP Jawa Tengah (Infrastruktur) untuk beroperasi pada tahun 2014/2015, dan PLTU Indramayu Baru untuk beroperasi pada tahun 2014/2016. Pemilihan ukuran unit 1.000 MW dengan teknologi *supercritical* didasarkan pada pertimbangan:

- Beban puncak pada tahun 2014 diproyeksikan akan mencapai lebih dari 28 GW, sehingga prosentase ukuran unit 1.000 MW hanya sebesar 4% dari beban puncak (unit size yang ideal adalah $\leq 10\%$ beban puncak).
- Semakin sulitnya mendapatkan lahan untuk lokasi PLTU batubara skala besar di Jawa.
- Teknologi *supercritical* merupakan teknologi boiler dengan efisiensi yang tinggi, sehingga dapat mengurangi emisi CO₂ sebagai hasil pembakaran batubara.

PLTU IPP di pulau Madura dengan kapasitas 400 MW direncanakan beroperasi pada tahun 2014 untuk memenuhi pertumbuhan demand di Madura, sekaligus melepaskan grid 150 kV Surabaya Kota dari dibebani oleh Madura yang pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan berbeban sangat tinggi. Dengan selesainya jembatan Suramadu diperkirakan pertumbuhan kebutuhan listrik di pulau Madura akan meningkat secara signifikan, sehingga pasokan daya dari Jawa ke pulau Madura melalui kabel laut 150 kV dan melalui jembatan Suramadu diperkirakan tidak memadai lagi. Pembangkit di pulau Madura akan berperan mengisi kemungkinan keterbatasan pasokan daya ini. Sebetulnya opsi yang lebih baik untuk pulau Madura adalah membangun saluran udara tegangan ekstra tinggi 500 kV dari Jawa menyeberang ke Madura, namun opsi ini masih perlu studi lebih mendalam.

PLTP direncanakan untuk dikembangkan sebagai proyek IPP, sehingga PLN hanya membeli produksi listriknya. Agar rencana ini dapat berjalan dengan baik diperlukan regulasi yang lebih memadai dengan prinsip *win-win solution* baik bagi pengembang maupun PLN.

Tambahan Kapasitas Pembangkit

Daya mampu neto sistem Jawa-Bali tahun 2009 adalah 21.784 MW atau 95% dari kapasitas terpasang untuk memikul beban puncak 17.211 MW¹. Angka tersebut menunjukkan bahwa cadangan neto hanya 27% sehingga keandalan sistem Jawa-Bali kurang memadai. Sebagaimana telah dibahas pada butir 4.1.1 mengenai perencanaan pembangkitan, reserve margin yang dikehendaki adalah sekitar 35% untuk memperoleh tingkat keandalan LOLP < 1 hari per tahun dengan mempertimbangkan pula *project slippage* dan derating.

Tambahan kapasitas sistem Jawa Bali sampai dengan tahun 2019 diproyeksikan sebesar 36.222 MW dengan rincian sebagai berikut (Tabel-C1.2.1).

¹ Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali oleh PT PLN (Persero) Penyalur dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali

Tabel C1.2.1 Tambahan Kapasitas Pembangkit sampai 2019

Status	PLN	Swasta	Jumlah
On Going	8.361	3.455	11.816
Rencana	14.734	9.672	24.406
Jumlah	23.095	13.127	36.222

Ongoing project PLN sebesar 8.361 MW terdiri atas proyek percepatan sebesar 7.190 MW dan proyek repowering Muara Karang, Tanjung Priok dan Muara Tawar 1.171 MW.

Tabel C1.2.1 menunjukkan bahwa pembangkit yang masih tahap rencana adalah cukup besar, yaitu sekitar 24.406 MW atau 67% dari kebutuhan.

Dengan adanya tambahan tersebut kapasitas terpasang sistem Jawa Bali pada tahun 2019 akan menjadi 58.617 MW² yang terdiri atas pemikul beban dasar 36.642 MW, pembangkit medium 13.234 MW dan pemikul beban puncak 8.741 MW untuk memasok beban puncak sistem pada tahun yang sama sebesar 43,367 MW. Proyek-proyek strategis PLN yang perlu direalisasikan tepat dapat dilihat pada butir 4.4.4.3.

Program Percepatan Pembangkit Tahap 2

Sebagaimana dijelaskan dalam butir 4.4.3 bahwa setelah selesainya proyek percepatan pembangkit PerPres 71/2006 selanjutnya diperlukan tambahan kapasitas pembangkit lagi yang dikenal sebagai Program Percepatan Pembangkit Tahap 2. Rincian pembangkit tersebut bisa dilihat pada Tabel C1.2.2.

Tabel tersebut menunjukkan bahwa Proyek Percepatan Tahap 2 di sistem Jawa Bali diprogramkan sebesar 5.070 MW³ terdiri atas PLTU batubara 1.600 MW, PLTP 1.970 MW, PLTA 1.000 MW dan PLTGU 500 MW. Semua PLTP yang masuk dalam Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2 ini merupakan proyek IPP.

Penentuan kandidat PLTP didasarkan pada hasil kesepakatan dalam rapat pada tanggal 19 Juni 2008 di Kantor Direktorat Panas Bumi antara PLN dan

² Setelah memperhitungkan retirement dari pembangkit termal sebesar 511 MW

³ Termasuk proyek Muara Tawar Add On sebesar 500 MW

Pengembang dengan memperhatikan kebutuhan demand listrik yang ada dan kesiapan lokasi PLTP.

Tabel C1.2.2 Daftar Usulan Proyek Percepatan Tahap 2

Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	COD				Kapasitas MW
			2011	2012	2013	2014	
PLN	PLTA	Upper Cisokan PS				1,000	1,000
	PLTGU	Muara Tawar Add-On 2		150	350		500
	PLTU	Indramayu				1,000	1,000
Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame				50	50
		Darajat		55	55		110
		Dieng			55	60	115
		Ijen				110	110
		Iyang Argopuro				55	55
		Kamojang 5 dan 6			60	40	100
		Karaha Bodas			30	110	140
		Patuha			120	60	180
		Salak			40		40
		Tampomas				45	45
		Ungaran				55	55
		Wayang Windu		120		120	240
		Wilis/Ngebel			55	110	165
		Cibuni				10	10
		Tangkuban Perahu II				60	60
		Baturaden				220	220
		Guci				55	55
		Rawa Dano				110	110
		Tangkuban Perahu I			55	55	110
	PLTU	Bali Timur			200		200
		Madura				400	400
Jumlah				325	1,020	3,725	5,070

**PENJELASAN LAMPIRAN C1.3
PROYEK-PROYEK IPP TERKENDALA
SISTEM JAWA BALI**

PLTP Patuha 3x60 MW

PLTP Patuha merupakan pembangkit IPP yang termasuk dalam IPP yang terkendala sesuai SK Direksi No. 036.K/DIR/2010 dan Edaran Direksi No. 003.E/DIR/2010. Dalam Edaran Direksi tersebut, PPTL terkendala dibagi ke dalam 3 kategori sebagai berikut:

- Kategori 1, tahap operasi adalah tahap dimana IPP sudah mencapai COD.
- Kategori 2, tahap pembangunan/konstruksi dimana IPP sudah mencapai Financial Closing (FC) tapi belum mencapai COD.
- Kategori 3, Tahap pendanaan IPP yang sudah memiliki PPTL, tetapi belum mencapai Financial Closing (FC).

PLTP Patuha masuk ke dalam kategori 3 yang saat ini sedang dalam penyelesaian oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

PLTU Celukan Bawang 3x125 MW

PLTU Celukan Bawang adalah pembangkit IPP yang tidak termasuk dalam IPP yang terkendala sesuai SK Direksi No. 036.K/DIR/2010 dan Edaran Direksi No. 003.E/DIR/2010. Pada awalnya dimana dijadwalkan unit-1 125 MW masuk ke grid 150 kV Bali pada tahun 2010. Namun pada kenyataannya kegiatan konstruksi pembangkit IPP ini terhenti pada pembangunan beberapa tiang pancang saja, sehingga diperkirakan pembangkit IPP akan mundur beberapa tahun.

Sebagai dampak dari terlambatnya PLTU IPP Celukan bawang Unit-1 125 MW, sistem Bali dinyatakan sebagai daerah krisis listrik mulai tahun 2009, yang berpotensi mengalami pemadaman listrik bergilir sekitar 120 MW pada saat pembangkit unit terbesar (PLTG Gilimanuk 130 MW) menjalani pemeliharaan rutin atau apabila terjadi gangguan sistem.

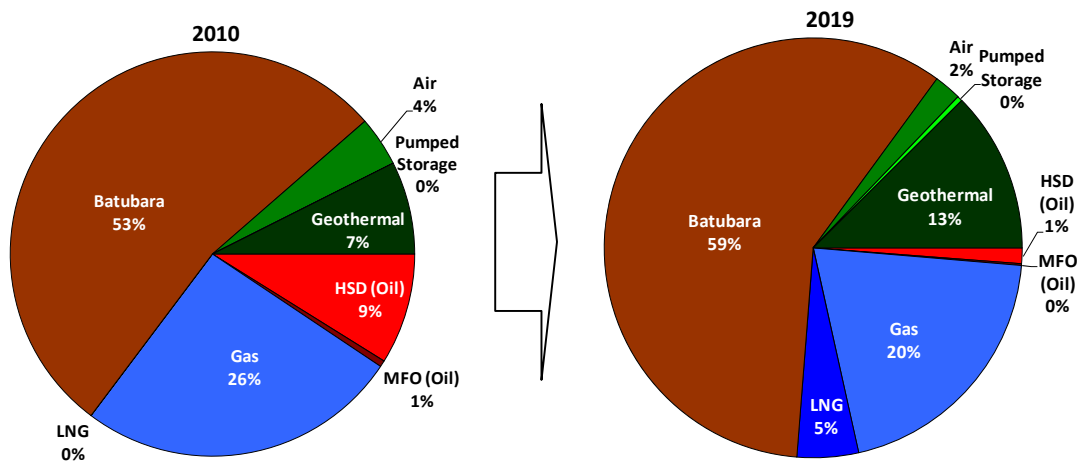
Melihat progres konstruksi proyek IPP yang tersendat, pada tahun 2009 PLN memutuskan membangun kabel laut Jawa-Bali sirkit 3,4 2x100 MW yang membutuhkan biaya lebih dari USD 60 juta. Seandainya IPP Celukan Bawang berjalan sesuai jadwal, PLN semestinya tidak perlu membangun kabel laut sirkit 3,4 yang biayanya mahal itu karena cadangan sistem di Bali mencukupi.

Pembangunan kabel laut sirkit 3,4 2x100 MW merupakan solusi interim yang hanya cukup untuk 2 tahun. Dengan demikian konstruksi IPP Celukan Bawang 3x125 MW harus dipercepat.

PENJELASAN LAMPIRAN C.10 NERACA ENERGI SISTEM JAWA BALI

Produksi Energi

Pada Lampiran C.10 terlihat bahwa batubara mendominasi jenis energi primer lainnya, yaitu 59% dari seluruh produksi pada tahun 2019, disusul oleh gas alam sebesar 20% dan panas bumi 13% seperti terlihat pada Gambar.



Gambar Proyeksi Energi 2010-2019

Produksi energi pada Lampiran A.3.2 dialokasikan per unit pembangkit berdasarkan *merit order* dengan simulasi produksi menggunakan *ProSym* dengan asumsi harga dan ketersediaan bahan bakar sebagai berikut:

- Harga bahan bakar crude oil = USD 75/barrel, HSD = USD 82,5/barrel, MFO = USD 63,8/barrel, gas alam = USD 6 /mmbtu, LNG = USD 10/mmbtu dan batubara = USD 70/ton.
- Ketersediaan gas alam untuk pembangkit PLTGU setelah tahun 2012.
- Ketersediaan batubara tidak terbatas.

Tabel A.3.1 menunjukkan peranan masing-masing energi primer dan berikut ini adalah penjelasannya.

- a. Peranan BBM tahun 2010 sudah menurun menjadi sekitar 10% dari sebelumnya 15% pada 2009, namun secara bertahap akan terus menurun dan pada tahun 2018 menjadi

hanya 1%. Penurunan ini dapat diwujudkan apabila bahan bakar tersedia dalam jumlah seperti yang direncanakan dan hal ini harus diusahakan secara maksimal dalam rangka menekan biaya pokok produksi.

- b. Kontribusi gas alam akan menurun dari 26% pada 2010 menjadi 20% pada 2020. Sedangkan peran LNG akan meningkat hingga 4% pada 2019 untuk mengantisipasi terbatasnya ketersediaan gas alam.
- c. Batubara memegang peranan makin besar, yaitu meningkat dari 53% pada tahun 2010, menjadi 59% pada tahun 2019.
- d. Kontribusi panas bumi pada tahun 2019 menjadi 13% karena hingga sepuluh tahun mendatang direncanakan penambahan kapasitas panas bumi oleh IPP hingga 3.255 MW. Agar tambahan kapasitas sebesar itu dapat terwujud, beberapa hal harus dilakukan, seperti penerbitan regulasi yang mendukung iklim investasi, tender WKP panas bumi yang baik oleh Pemda, peraturan yang menyangkut hubungan antara tender panasbumi dan PPA dengan PLN dipertegas, dan lain-lain. Jika proyek panas bumi oleh IPP ini terlambat, maka produksi energi dari batubara akan meningkat.

Kebutuhan Bahan Bakar

Kebutuhan energi primer di sistem Jawa-Bali dari tahun 2010 sampai dengan tahun 2019 yang telah ditampilkan pada Tabel 4.22 di butir 4.5.1 diperlihatkan kembali pada Tabel A.3.2 berikut ini.

Tabel A.3.2. Proyeksi Kebutuhan Energi Primer

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	2,931.1	1,424.9	1,345.4	1,007.7	909.7	843.3	800.2	799.3	852.0	970.0
2	MFO (x 10 ³ kL)	226.1	149.1	103.7	103.5	102.7	110.0	113.8	108.8	115.7	108.5
3	Gas (bcf)	375.8	315.9	375.1	442.4	437.3	434.6	443.2	442.8	485.0	484.7
4	LNG (bcf)			41.0	41.8	42.3	42.8	43.4	82.4	103.1	103.3
5	Batubara (10 ³ TON)	33,697.2	41,750.6	41,063.5	42,349.5	46,128.5	52,017.4	58,592.6	64,364.0	68,988.5	77,233.7

Bahan Bakar Gas

Tantangan terbesar yang dihadapi PLN dalam penyediaan energi primer saat ini adalah mengamankan pasokan gas alam. Tantangan tersebut terkait dengan *depletion* sumber-sumber gas yang ada, harga gas, ketepatan waktu, dan infrastruktur penyaluran gas. Di sistem kelistrikan Jawa-Bali terdapat 9.145 MW pembangkit yang dirancang untuk beroperasi dengan gas, namun pembangkit tersebut belum dapat sepenuhnya beroperasi dengan gas karena pasokan gas sangat terbatas dan dengan demikian terpaksa dioperasikan dengan BBM.

Pada tahun-tahun mendatang direncanakan akan ada tambahan kapasitas PLTGU dari proyek sebagai berikut:

- a. Ongoing project repowering Muara Karang 694 MW, Muara Tawar Blok 5 sebesar 225 MW, dan Priok extension 743 MW.
- b. Muara Tawar Add On dengan kapasitas 1200 MW pada tahun 2012/13 dan 2016.

Pasokan gas berdasarkan kontrak saat ini adalah sebagai berikut:

- a. Tambak Lorok : Petronas 106 mmscfd tahun 2012, SPP 50 mmscfd tahun 2013;
- b. Muara Karang dan Tanjung Priok: PGN 30 mmscfd selama tiga tahun sejak tahun 2009, BP 100 mmscfd sejak tahun 2009 hingga 2016, FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) 200 mmscfd sejak tahun 2012.
- c. Muara Tawar : Pertamina 30 mmscfd hingga tahun 2011 dan PGN 50 mmscfd hingga tahun 2012; Jambi Merang 85 mmscfd sejak tahun 2012; Medco 49 mmscfd sejak tahun 2012 (menurun hingga 19 mmscfd tahun 2017); Medco 20 mmscfd dari tahun 2009 hingga tahun 2013; PGN 50 mmscfd pada tahun 2010 dan menurun menjadi 12,5 mmscfd pada 2011.
- d. Cilegon: CNOOC 80 mmscfd kontrak jangka panjang; PGN 30 mmscfd sejak tahun 2009.
- e. Gresik: Kodeco 123 mmscfd sampai tahun 2013; Hess 100 mmscfd (menurun hingga 54 mmscfd); KEI 90 mmscfd tahun 2012-2013 (selanjutnya menurun menjadi 30 mmscfd); MKS 11 mmscfd sampai dengan tahun 2013; WNE 20 mmscfd sejak tahun 2011 dan menurun menjadi 4 mmscfd tahun 2018.
- f. Grati : Santos 60 mmscfd sejak tahun 2010 (menurun menjadi 5 mmscfd tahun 2015); KEI 10 mmscfd hanya pada tahun 2012; Huskey (Potensi IP) 40 mmscfd mulai tahun 2012.

Untuk memenuhi kekurangan pasokan gas kepada pembangkit PLN, Pertamina dan PGN telah merencanakan pembangunan terminal LNG terapung (FSRU) di teluk Jakarta dan Jawa Timur, diharapkan akan terealisasi pada tahun 2012.

Sebagaimana disebutkan pada butir 2.2, pasokan gas untuk pembangkit di Jawa diasumsikan tidak terkendala setelah tahun 2012. Apabila pasokan gas diasumsikan mulai ada lebih awal dan ada batasan produksi minimum karena kontrak *take or pay* (TOP), maka kebutuhan gas akan berubah menjadi seperti ditunjukkan pada Tabel A.3.3.

**Tabel A.3.3. Proyeksi Kebutuhan Gas
Jika pasokan gas lebih awal dan TOP (mmscfd)**

Tahun	Demand	Supply	Surplus/defisit
2010	643	618	-25
2011	790	561	-230
2012	1,132	1,076	-57
2013	1,342	1,000	-342
2014	1,303	816	-488
2015	1,210	778	-433
2016	1,222	752	-470
2017	1,327	1,128	-199
2018	1,391	1,029	-362
2019	1,391	1,029	-362

Dari Tabel A.3.3 terlihat bahwa pasokan gas masih sangat kurang dari jumlah yang dibutuhkan. Untuk itu perlu diupayakan sumber-sumber gas baru dan pembangunan LNG terminal dengan kapasitas hingga 500 mmscfd. Jumlah sebesar itu adalah untuk memenuhi kekurangan pasokan gas yang mencapai 488 mmscfd.

Rincian kebutuhan dan pasokan gas kepada pembangkit PLN di Jawa diberikan pada Tabel A.3.4. Rincian tersebut diperoleh dari simulasi produksi dengan prinsip merit order dengan menggunakan asumsi sebagai berikut:

- Pada tahun 2010 dan 2011 pemakaian gas sesuai dengan nilai kontrak yang sudah ada.
- Mulai tahun 2012 simulasi dilakukan dengan memaksa CF PLTGU gas sekitar 60%, sedangkan untuk PLTGU LNG minimal 40%.
- PLTU MFO dual firing dengan gas tetap disimulasikan dengan gas.
- Pembangkit yang ditawarkan untuk memakai LNG adalah PLTGU Muara Karang Repowering, PLTGU Priok Extension dan PLTGU LNG Jabar/Banten, sedangkan PLTGU yang lain disimulasikan dengan menggunakan gas alam.
- PLTG selaku peaker disimulasi dengan menggunakan LNG.

Tabel A.3.4 Rincian Pasokan dan Kebutuhan Gas

mmscfd											
No.	Nama Pembangkit	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Muara Karang										
	PLTGU Blok 1			58	58	58	58	58	58	58	58
2	PLTGU Repowering	56	39	42	53	53	53	54	53	53	53
	PLTU 4-5		9	10	10	10	10	10	10	10	10
	Tanjung Priok										
	PLTGU Blok 1	47	37	61	60	59	57	57	58	59	58
	PLTGU Blok 2	47	37	61	60	59	57	57	58	59	58
	PLTGU Ext.		8	45	58	60	61	62	61	63	63
	PLTU 1-2										
	Sub-Jumlah	150	130	277	301	300	298	299	297	302	300
	Supply (Contract)	139	119	300	300	300	300	300	200	200	200
	Surplus-Defisit	-11	-11	23	-1	0	2	1	-97	-102	-100
3	Muara Tawar										
	PLTGU Blok 1	79	63	77	73	73	73	73	73	73	73
	PLTGU Blok 2	55	22	35	89	89	89	89	89	89	89
	PLTGU Blok 3			37	89	89	89	89	89	89	89
	PLTGU Blok 4			37	83	83	83	89	89	89	89
	PLTGU Blok 5		7	18	18	18	17	18	18	18	18
	Sub-Jumlah	134	92	204	351	351	351	357	358	358	357
	Supply (Contract)	130	93	119	69	43	33	25	19		
	Surplus-Defisit	-4	0	-85	-283	-308	-318	-332	-339	-358	-357
4	Sunyaragi										
	PLTG 1-2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	PLTG 3-4										
	Sub-Jumlah	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Supply (Contract)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Surplus-Defisit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Tambak Lorok										
	PLTGU Blok 1-2			112	112	118	119	124	120	123	127
	PLTU 3										
	Sub-Jumlah			112	112	118	119	124	120	123	127
	Supply (Contract)			106	166	166	166	166	166	140	140
	Surplus-Defisit			-6	54	48	47	42	46	17	13
6	Gresik										
	PLTGU Blok 1-3	184	225	225	263	235	181	181	181	181	181
	PLTG			11	3	3	2	2	2	2	2
	PLTU 1-4		118	119	121	114	89	90	89	89	89
	Sub-Jumlah	184	344	355	387	352	272	272	272	272	272
	Supply (Contract)	174	174	344	281	133	119	106	88	34	34
	Surplus-Defisit	-10	-170	-11	-106	-219	-153	-166	-184	-238	-238
7	Grati										
	PLTGU	60	82	62	51	53	53	53	53	53	53
	PLTG		28	7	24	14	2	2	2	3	2
	Sub-Jumlah	60	110	68	75	66	55	55	55	56	55
	Supply (Contract)	60	60	92	69	58	45	40	40	40	40
	Surplus-Defisit	0	-50	24	-6	-8	-10	-15	-15	-16	-15
8	PLTGU Cilegon	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	Supply (Contract)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	Surplus-Defisit	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	PLTGU Tuban/Cepu									164	164
	Supply										
	Surplus-Defisit									-164	-164
10	PLTGU LNG Jabar/Banten								109	164	164
	Supply (LNG)								500	500	500
	Surplus-Defisit								391	336	336
11	Jumlah										
	Demand	643	790	1,132	1,342	1,303	1,210	1,222	1,327	1,391	1,391
	Supply	618	561	1,076	1,000	816	778	752	1,128	1,029	1,029
	Surplus/defisit	-25	-230	-57	-342	-488	-433	-470	-199	-362	-362

Sebagai catatan, pada tahun 2010-2011 PLTGU Muara Karang Repowering Blok 1 menggunakan gas yang seharusnya dialokasikan untuk PLTGU Muara Karang Blok 1 karena keterbatasan pasokan gas. Namun mulai tahun 2012 PLTGU Muara Karang Blok 1 kembali menggunakan gas dan PLTGU Muara Karang Repowering mendapat pasokan dari FSRU di teluk Jakarta.

Batubara

Kebutuhan batubara cukup pesat peningkatannya selaras dengan peningkatan kapasitas PLTU batubara baik proyek PLN maupun proyek IPP. Kebutuhan tahun 2010 sekitar 33,7 juta ton, meningkat menjadi sekitar 77,2 juta ton tahun 2019 atau meningkat hampir 2,3 kali lipat.

Kebutuhan tersebut masih akan lebih besar lagi apabila proyek PLTP sekitar 3,000 MW (setara dengan 21 TWh) mengalami keterlambatan dan ini akan menambah kebutuhan batubara sekitar 10 juta ton. Apabila keterlambatan PLTP ini terjadi, kebutuhan batubara pada tahun 2019 akan menjadi 87 juta ton.

PENJELASAN LAMPIRAN C1.5
CAPACITY BALANCE GARDU INDUK
SISTEM JAWA BALI

- Capacity balance gardu induk menunjukkan keseimbangan antara kapasitas trafo distribusi (150/20 kV, 70/20 kV) dan beban konsumen yang dilayani dari gardu induk tersebut.
- Capacity balance gardu induk diperoleh berdasarkan kriteria pembebanan trafo GI existing sebesar 80%, artinya jika trafo telah dibebani $\geq 80\%$ dari kapasitasnya, maka beban dialihkan ke trafo GI terdekat, namun jika hal itu tidak dimungkinkan maka diperlukan penambahan trafo atau membangun GI baru.
- Kebutuhan trafo baru dan GI baru selain untuk memenuhi pertumbuhan biasa juga untuk memenuhi kebutuhan konsumen besar, yang telah mempunyai kesepakatan penyambungan dengan PLN Distribusi (sebagai contoh Milenium, Alam Sutra, Pantai Indah Kapuk, Cakung Town Ship, Harapan Indah, Lautan Steel, dll) dan GI baru di lokasi pembangkit baru.
- Dari perhitungan capacity balance, kebutuhan trafo GI pada tahun 2010 adalah 1.600 MVA, naik menjadi 48.000 MVA tahun 2019. Kebutuhan trafo GI di sistem Jawa Bali tahun 2009-2019 rata-rata sekitar 4,800 MVA per tahun.

PENJELASAN LAMPIRAN C1.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM JAWA BALI

Rencana pengembangan sistem penyaluran di sistem Jawa Bali meliputi:

1. Pengembangan sistem penyaluran 500 kV

- Program penambahan trafo IBT 500 MVA 500/150 kV di 14 lokasi yang masih dapat dikembangkan yaitu: Cawang-3, Gandul-3, Depok-2, Cilegon-3, Balaraja-3, Bekasi-3, Cibatuh-4, Mandirancan-2, Pedan-3, Ungaran-3, Kediri-3, Krian-3, Grati-2 dan Paiton-3.
- Pembangunan GITET baru berikut transmisi terkait di sistem Jawa Bali di 17 lokasi, yaitu : Durikosambi, Muaratawar, Cawang Baru, Muarakarang, Pulogadung, Lengkong, Tambun, Cibatuh Baru, Ujung Berung, Cigereleng Baru, Rawalo, Pemalang, Bantul, Surabaya Selatan, Ngimbang, Bangil dan Kapal.
- Pembangunan transmisi 500 kV baru terkait dengan proyek pembangkit ada 15 ruas, yaitu: PLTU Suralaya Baru–Balaraja-Kembangan, PLTU Paiton-Grati sirkit-3, PLTU Adipala-Rawalo, PLTA Pompa Upper Cisokan-incomer Saguling/Cibinong, PLTU Tanjung Jati B-Tx.Ungaran-Pemalang, PLTU Indramayu Baru-Cibatu, PLTU Jateng infrastruktur-Pemalang-Mandirancan-Indramayu, PLTU IPP Banten –Cilegon, PLTA Pompa Matenggeng-Rawalo, PLTGU Tuban/Cepu-Ngimbang, PLTA Pompa Grindulu-incomer Bantul/Kediri dan PLTU baru Jabar-Mandirancan,
- Pembangunan transmisi 500 kV Paiton-Kapal termasuk overhead line 500 kV / submarine cable 500 kV menyeberangi selat Bali (*Jawa Bali Crossing*) sebagai solusi jangka panjang pasokan listrik ke pulau Bali.
- Pembangunan transmisi 500 kV HVDC bipole 3,000 MW Sumatra-Jawa berikut GITET BogorX-incomer Tasik/Depok dan Cilegon/Cibinong untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatra Selatan ke sistem Jawa Bali.

2. Pengembangan sistem penyaluran 150 kV

- Pembangunan GI baru dan program penambahan trafo distribusi 150/20 kV dalam rangka memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik sebagaimana terdapat pada Lampiran C1.3 mengenai capacity balance gardu induk.

Sedangkan penambahan trafo distribusi 70/20 kV merupakan program relokasi trafo dari Jawa Barat ke Jawa Timur.

- Pembangunan transmisi baru 150 kV terkait dengan proyek pembangkit Percepatan tahap-1, Percepatan tahap-2 dan PLTU IPP.
- Perkuatan transmisi 150 kV eksisting di lokasi tersebar di sistem Jawa Bali dalam rangka memenuhi kriteria keandalan (N-1).

PENJELASAN LAMPIRAN C1.7
PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN
SISTEM JAWA BALI

- Cukup jelas terlihat pada Lampiran C.1.7

PENJELASAN LAMPIRAN C1.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI

Analisa aliran daya pada sistem Jawa Bali dilakukan dengan memperhitungkan seluruh pembangkit dan beban yang ada pada neraca daya, meliputi sistem 500 kV, 150 kV dan 70 kV. Karena jaringan tersebut sudah sangat rumit, pada RUPTL 2010-2019 ini hanya ditunjukkan hasil analisa aliran daya pada sistem transmisi 500 kV saja.

Prakiraan aliran daya sistem 500 kV di sistem Jawa Bali dari tahun 2010 sampai dengan 2019 dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Arah aliran daya tahun 2010 masih dari timur (Jatim dan Jateng) ke barat (Jabar, Jakarta dan Banten) dengan transfer sebesar 1,300 MW. Tegangan sistem cukup baik, yaitu masih sesuai kriteria grid code, tegangan tertinggi adalah di GITET Paiton (515 kV) dan terendah di GITET Cawang (484 kV).

Tambahan pembangkit baru 500 kV (1,290 MW) terdiri dari : PLTU Suralaya #8 (630 MW) dan PLTU Paiton #9 (660 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (2,000 MVA) terdiri dari : GITET Ngimbang (500 MVA), IBT-3 Gandul (500 MVA), IBT-3 Bekasi (500 MVA), IBT-3 Paiton (500 MVA) dan IBT-4 Cibatuh (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Suralaya Baru-Balaraja 2 sirkit dan SUTET Ngimbang-Incomer (Krian-Ungaran) single phi.

2. Aliran daya tahun 2011 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 800 MW. Tegangan sistem cukup baik yaitu tertinggi di GITET Paiton (513 kV) dan terendah di GITET Cawang (480 kV).

Tambahan pembangkit baru (391 MW) terdiri dari : PLTGU Muaratawar Blok-5 (241 MW) dan Blok-2 (150 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (1,500 MVA) terdiri dari : GITET Ujung Berung (500 MVA), IBT-2 Depok (500 MVA) dan IBT-3 Pedan (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Ujung Berung-Incomer (Bandung Selatan-Mandirancan) single phi.

3. Aliran daya tahun 2012 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 1,700 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Paiton (516 kV) dan terendah di GITET Cawang (480 kV).

Tambahan pembangkit baru (2,135 MW), terdiri dari : PLTU IPP Tanjung Jati B Expansion #3,#4 (1,320 MW) dan PLTU IPP Paiton Expansion (815 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (4,500 MVA) adalah GITET Surabaya Selatan (1,000 MVA), IBT-1&2 Muara Tawar (1000 MVA), IBT-3 Cawang (500 MVA), IBT-3 Balaraja (500 MVA), IBT-1&2 Tanjung Jati (1,000 MVA), dan IBT-3 Krian (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Tanjung Jati B ke Tx. Ungaran/Pedan 2 sirkit, SUTET Paiton-Grati #3 1 sirkit dan SUTET Grati-Surabaya Selatan 2 sirkit.

SUTET Tanjung Jati B ke Tx. Ungaran/Pedan merupakan topologi sementara sebelum kemudian dibangun SUTET Tanjung Jati B – Pemalang - Mandirancan pada tahun 2014.

4. Aliran daya tahun 2013 arahnya masih dari timur ke barat dengan transfer daya sebesar 1,600 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Paiton (516 kV) dan terendah di GITET Cawang (480 kV).

Tambahan pembangkit baru adalah PLTGU Muaratawar Add-On Blok 2 (500 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (2,000 MVA), terdiri dari GITET Duri Kosambi (1,000 MVA), IBT-2 Grati (500 MVA) dan IBT-3 Muara Tawar (500 MVA) dari proyek Add-On .

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Balaraja-Kembangan 2 sirkit dan SUTET Durikosambi-Kembangan 2 sirkit.

5. Aliran daya tahun 2014 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 2,700 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Paiton (514 kV) dan terendah di GITET Cawang (486 kV).

Tambahan pembangkit baru (2,160 MW), terdiri dari: PLTU Jateng Infrastruktur (1,000 MW), PLTU Adipala (660 MW) dan Upper Cisokan PS #1, #2 (500 MW).

Tambahan GITET baru (5,500 MVA), terdiri dari: GITET Cawang Baru (1,000 MVA), GITET Tambun (1,000 MVA), GITET Lengkong (1,000 MVA), GITET Pemalang (1,000 MVA), GITET Kesugihan (500 MVA) dan GITET Bangil (1,000 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET PLTU Jateng-Pemalang 3 sirkit, SUTET PLTU Adipala-Kesugihan 2 sirkit, SUTET Upper Cisokan incomer (Saguling-Cibinong) double phi, SUTET Mandirancan-Cibatu 2 sirkit, SUTET Tanjung Jati B-Pemalang-Mandirancan 2 sirkit, SUTET Gandul-Cawang Baru 2 sirkit, SUTET Lengkong incomer (Balaraja-Gandul) double phi dan SUTET Tambun incomer (Cibinong-Muaratawar) double phi.

SUTET Gandul-Cawang Baru merupakan uprating dari SUTT 150 kV Gandul-Cawang, transmisi ini dibangun untuk memperkuat pasokan ke GITET Cawang.

6. Aliran daya tahun 2015 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 2,600 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Paiton (517 kV) dan terendah di GITET Muarakarang (490 kV).

Tambahan pembangkit baru (2,500 MW), terdiri dari : PLTU Indramayu #1 (1000 MW), PLTU Jateng Infrastruktur #2 (1000 MW), Upper Cisokan PS #3, #4 (500 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (3,000 MVA), terdiri dari : GITET Kapal (1000 MVA) di Bali, GITET Bantul (500 MVA) di DIY, IBT-3 Surabaya Selatan (500 MVA), IBT-3 Ungaran (500 MVA), dan IBT-4 Krian (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Paiton-Kapal 2 sirkit dan SUTET Bantul incomer (Pedan-Rawalo) double phi.

7. Aliran daya tahun 2016 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 1,800 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Tanjung Jati B (514 kV) dan terendah di GITET Muara Karang (484 kV).

Tambahan pembangkit baru (3,560 MW), terdiri dari : PLTU Indramayu #2 (1,000 MW), PLTU IPP Banten (660 MW), PLTGU Muaratawar Add On Blok 3&4 (700 MW), PLTU IPP Mulut Tambang di Sumatra yang dikirim ke stasiun konverter di Parung/BogorX (1,200 MW).

Tambahan GITET baru dan IBT ekstension (4,000 MVA), terdiri dari : GITET BogorX (1,000 MVA), GITET Muarakarang (1,000 MVA), GITET Cibatubaru (1,000 MVA), GITET Cigereleng (500 MVA), IBT-2 Rawalo (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET HVDC Muara Enim-BogorX bipole, SUTET Banten-Cilegon 2 sirkuit, SUTET Durikosambi-Muarakarang 2 sirkuit, SUTET Cibatubaru - Incomer (Muaraatawar-Cibatu) double phi, SUTET Cigereleng incomer (BogorX-Tasik) double phi dan SUTET BogorX-incomer (Depok-Cigereleng dan Cilegon-Cibinong) 7 sirkuit.

8. Aliran daya tahun 2017 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 1,900 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET Indramayu (514 kV) dan terendah di GITET Muarakarang (491 kV).

Tambahan pembangkit baru (3,143 MW), terdiri dari : PLTU IPP Mulut Tambang (1,200 MW), PLTGU LNG Bojanegara Blok 1&2 (1500 MW) yang berlokasi dekat Serang. PLTA Pompa Matenggeng #1 (443 MW) berlokasi dekat Majenang.

Tambahan IBT ekstension (1,500 MVA), terdiri dari : IBT-2 Bantul (500 MVA), IBT-4 Surabaya Selatan (500 MVA) dan IBT-3 Kediri (500 MVA)

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Matenggeng incomer (Tasik-Rawalo) double phi.

9. Aliran daya tahun 2018 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 1,100 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET PLTU Jateng (517 kV) dan terendah di GITET Pulogadung (481 kV).

Tambahan pembangkit baru (3,193), terdiri dari : PLTGU LNG Bojanegara Blok 3 (750 MW) di Cilegon, PLTGU Tuban/Cepu Blok 1&2 (1,500 MW) di Tuban, PLTA Pompa Matenggeng #2 (443 MW) dan PLTA Pompa Grindulu #1, #2 (500 MW)

Tambahan GITET baru adalah GITET Pulogadung (1,000 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET Cawang Baru - Pulogadung 2 sirkuit, SUTET PLTGU Bajanegoro-incomer (Suralaya Baru-Balaraja) 4 sirkuit, SUTET Cepu-Ngimbang 2 sirkuit, SUTET Grindulu incomer (Pedan-Kediri) 4 sirkuit.

SUTET Cawang Baru – Pulogadung merupakan uprating dari SUTT 70 kV Cawang-Pulogadung.

10. Aliran daya tahun 2019 arahnya masih dari timur ke barat, dengan transfer daya sebesar 1,100 MW. Tegangan sistem cukup baik, dengan tegangan tertinggi di GITET PLTU Jateng (519 kV) dan terendah di GITET Pulogadung (477 kV).

Tambahan pembangkit baru (4,300 MW), terdiri dari : PLTU Baru Jabar & Jateng (3000 MW), PLTG Baru (800 MW) dan PLTA Pompa Grindulu #3, #4 (500 MW).

Tambahan IBT ekstension (1,500 MVA) adalah IBT-3 Bangil (500 MVA) dan IBT-3 Lengkong (500 MVA).

Tambahan SUTET baru adalah SUTET PLTU Jabar-Mandirancan 2 sirkit.

Lokasi alternatif pembangkit yang dapat ditambah unit baru setelah tahun 2019 adalah PLTU Jateng (1x1000 MW), PLTU Jabar (1x1000), PLTU Cilacap Baru (1x1000 MW), PLTU Banten (1x1000 MW), PLTU Tanjung Jati (2x1000 MW) dan PLTU Paiton (1x1000 MW).

Berdasarkan studi PLN dan Batan, calon lokasi pembangkit thermal di pulau Jawa adalah: Pelang di Kabupaten Pacitan, Tanggul Angin di Kabupaten Kebumen, Tanjung Sedari di Kabupaten Karawang, Tanjung Kuntianak di Kabupaten Pandeglang, Cihara di Kabupaten Malimping Lebak dan Tampora di Kabupaten Situbondo. Lima lokasi tersebut merupakan kandidat yang mempunyai prioritas tertinggi dan dapat dikembangkan setelah tahun 2018.

Dalam hal setelah tahun 2019 akan dikembangkan transmisi HVDC Sumatra-Jawa bipole ke dua, maka diperkirakan terdapat beberapa calon lokasi stasiun konverter di pulau Jawa, yaitu Balaraja, Muarakarang dan Muara Tawar. Pertimbangan pemilihan lokasi tersebut adalah: (i) kedekatan dengan pusat beban, (ii) jaringan SUTET di Parung lokasi stasiun konverter bipole pertama sudah sulit dikembangkan.

PENJELASAN LAMPIRAN C1.9
KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI
SISTEM JAWA BALI

- Sudah cukup jelas terlihat pada Lampiran C1.9

PENJELASAN LAMPIRAN C1.10
PROYEKSI KEBUTUHAN KEBUTUHAN LISTRIK PERDESAAN
REGIONAL JAWA BALI

Proyeksi Kebutuhan Listrik Pedesaan Jawa Bali

Program listrik pedesaan pemerintah yang tertuang dalam RPJM 2010-2014 adalah meningkatkan ratio elektrifikasi Indonesia pada tahun 2014 menjadi 80 %.

Kegiatan tersebut diharapkan dapat meningkatkan rasio elektrifikasi dari 69,8% di tahun 2009, menjadi 83,6% di tahun 2014 untuk regional Jawa Bali.

Perkiraan biaya total untuk menunjang kegiatan listrik pedesaan sebesar Rp 2,497 triliun.

Untuk menunjang program tersebut di pulau Jawa Bali JTM 6.464 kms, JTR 9.390 kms, Kapasitas gardu distribusi 286 MVA.

PENJELASAN LAMPIRAN C1.12

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM JAWA BALI

Untuk melaksanakan pembangunan pembangkit, transmisi dan distribusi baik oleh IPP maupun oleh PLN sampai dengan tahun 2019 di sistem Jawa Bali dibutuhkan dana investasi sebesar US\$ 59,5 milyar atau rata-rata sekitar US\$ 6 milyar per tahun.

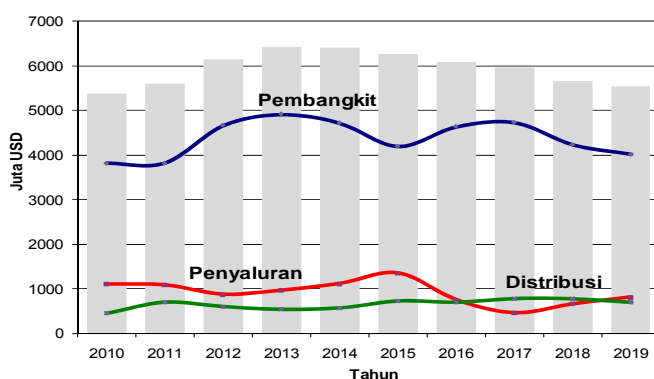
Disbursement schedule tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C.1.12.1 dan Gambar C.1.12.1.

Kebutuhan tersebut terdiri atas USD 40,4 milyar porsi PLN dan sisanya oleh IPP sebesar USD 19,1 milyar.

Kebutuhan investasi ini telah memperhitungkan disbursement schedule proyek-proyek yang beroperasi setelah tahun 2019, serta telah memperhitungkan kebutuhan pendanaan untuk rehabilitasi/life extension pembangkit.

Tabel C.1.12.1 Kebutuhan Investasi Sistem Jawa-Bali Proyek PLN dan IPP

		Juta US\$										
Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	2,705	2,674	3,255	3,410	3,267	2,845	3,122	3,342	3,027	2,734	30,382
	Lc	1,121	1,157	1,415	1,508	1,455	1,357	1,519	1,394	1,213	1,291	13,431
	Total	3,827	3,831	4,670	4,918	4,722	4,202	4,641	4,736	4,240	4,025	43,812
Penyaluran	Fc	757	783	603	682	742	977	562	320	435	589	6,450
	Lc	345	301	271	284	374	375	190	141	224	226	2,730
	Total	1,102	1,083	874	966	1,116	1,352	752	461	659	815	9,180
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	453	700	601	545	571	727	699	779	775	695	6,546
	Total	453	700	601	545	571	727	699	779	775	695	6,546
Total	Fc	3,463	3,457	3,858	4,092	4,010	3,822	3,684	3,662	3,462	3,322	36,832
	Lc	1,919	2,158	2,287	2,337	2,400	2,458	2,408	2,314	2,213	2,213	22,707
	Total	5,382	5,615	6,145	6,429	6,410	6,281	6,092	5,976	5,675	5,535	59,539



Gambar C.1.12.1 Kebutuhan Dana Investasi

Porsi PLN

Dana yang dibutuhkan PLN hingga tahun 2019 sangat besar, yaitu mencapai US\$ 40,4 milyar atau rata-rata US\$ 4 milyar per tahun. Kebutuhan tersebut terdiri atas US\$ 24,7 milyar untuk pendanaan proyek pembangkit, US\$ 9,2 milyar untuk pendanaan proyek transmisi dan gardu induk serta US\$ 6,5 milyar pendanaan proyek distribusi.

Sumber Pendanaan

Sebagaimana dijelaskan pada butir 5.5 sumber pendanaan untuk proyek PLN selama ini terdiri atas dana internal PLN, pinjaman bilateral/multilateral berupa pinjaman lunak dan kredit ekspor, pinjaman dari bank domestik, obligasi, APBN dan hibah luar negeri.

Proses untuk memperoleh pinjaman bilateral/multilateral berupa pinjaman lunak membutuhkan waktu yang cukup lama, harus tercantum dalam Blue Book Bappenas, sehingga sumber dana ini sesuai untuk mendanai proyek-proyek dengan karakteristik sebagai berikut:

- Pelaksanaannya multiyears
- Tidak mendesak, jadwal operasi 6 atau 7 tahun lagi
- Renewable energy yang risikonya tinggi sehingga kurang menarik bagi investor swasta, antara lain proyek PLTA dan PLTP.

Sumber pendanaan kredit ekspor, pinjaman dari bank domestik atau obligasi dan APBN diperuntukkan untuk proyek-proyek sangat mendesak.

Sumber pendanaan APLN diperuntukkan untuk mendanai proyek distribusi dan sebagian proyek transmisi dan gardu induk, dan dana pendamping proyek pembangkit dan transmisi.

Sumber pendanaan hibah luar negeri diperuntukkan untuk mendanai technical assistance menyusun pre-feasibility study, feasibility study dan basic design.

Berdasarkan hasil pembahasan terakhir dengan Bappenas, proyek-proyek PLN di sistem Jawa – Bali yang diusulkan untuk didanai dari Pinjaman dan Hibah Luar Negeri - PHLN (sumber dana bilateral/multilateral, hibah dan kredit ekspor) adalah seperti ditampilkan pada Tabel C.1.12.2 berikut.

Tabel C.1.12.2 Daftar Usulan PHLN 2006-2009 di Sistem Jawa – Bali

No.	ID	Nama Proyek	Kapasitas MW	Pinjaman Juta USD	Dana Pendamping Juta USD	Potential Lender
1	076125-08	500 kV Java-Bali Crossing	-	300	50	ADB
2	076134-08	Upper Cisokan Pumped Storage HEPP (1000 MW)	1,000	774	73	IBRD
3	086040-09	Java-Bali Submarine Cable 150 kV Circuit 3&4	200	56	6	KE
4	086042-09	Muara Tawar Add-on Block 2,3,4 CCPP (1200 MW)	1,200	850	150	KE
5	086045-09	Scattered Transmission and Substation in Indonesia	-	525	30	IBRD dan KE
6	096003	Construction of Java-Sumatra Interconnection 500 kV Line (HVDC) - Phase I	-	383	78	JICA
7	066513-07-08	Java-Bali Electricity Distribution Performance Improvement	-	100	15	ADB & AFD
8		Indramayu Steam Coal PP 2x1000 MW *)	2,000	2,525	446	JICA/Rusia
9		Construction of Java-Sumatra Interconnection 500 kV Line (HVDC) - Phase II		869	74	JICA
10		Construction of Java-Sumatra Interconnection 500 kV Line (HVDC) - Phase III		938	48	JICA
11		Scattered Transmission for Geothermal **)		14	2	
12		Second Phase Scattered T/L & S/S in Indonesia		1,800	200	
13		Engineering Service for Matenggeng Pump Storage 880 MW (West Java)		10	-	IBRD
14		Detailed Master Plan Study for Greater Jakarta		1		
15		F/S Nuclear Power Plant in Indonesia		2		
Jumlah			2,400	2,988	402	

Tabel C.1.12.2 menunjukkan bahwa usulan PHLN 2010 – 2014 membutuhkan dana pinjaman sebesar US\$ 3 milyar dan dana pendamping sebesar US\$ 402 juta. Proyek dengan nomor ID merupakan proyek yang telah disulkan dalam Blue Book 2006-2009, sedangkan proyek yang belum memiliki nomor ID merupakan usulan baru untuk Blue Book 2010-2014. Untuk Proyek Scattered Transmission and Substation tahap 1 dan 2, serta terkait pengembangan PLTP tidak hanya untuk Jawa-Bali saja.

LAMPIRAN C1.1

PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK SISTEM JAWA BALI

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Sistem Jawa-Bali

821

Calendar Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10 ³)	141,119.8	142,324.1	143,487.2	144,621.9	145,772.0	146,841.2	147,909.6	148,938.5	149,928.2	150,866.4
- Growth Rate (%)	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6
Growth of Total GDP (%)	6.0	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.0	6.0	6.0	6.0
Electrification Ratio (%)	72.2	74.8	77.6	80.5	83.6	86.9	90.1	93.3	96.3	98.2
Energy Sales (GWh)	115,098.8	125,199.4	136,807.0	149,617.7	163,688.2	179,052.7	195,314.3	213,020.5	232,166.6	252,547.5
- Growth Rate (%)	7.61	8.78	9.27	9.36	9.40	9.39	9.08	9.07	8.99	8.78
-- Residential	40,468.9	43,909.7	47,788.2	52,041.7	56,708.9	61,811.9	67,229.7	73,112.1	79,609.5	86,434.2
-- Commercial	18,997.2	20,708.8	22,663.4	24,834.5	27,246.9	29,909.7	32,749.6	35,864.4	39,281.5	43,008.1
-- Public	6,340.6	6,980.7	7,694.2	8,490.4	9,380.9	10,373.0	11,438.2	12,618.8	13,917.3	15,363.6
-- Industrial	49,292.1	53,600.2	58,661.2	64,251.0	70,351.5	76,958.1	83,896.8	91,425.1	99,358.3	107,741.7
Power Contracted (MVA)	49,367.9	52,266.4	55,252.2	58,458.7	61,903.7	65,564.4	69,322.6	73,321.7	77,398.0	81,267.0
-- Residential	22,125.4	23,099.4	24,139.6	25,249.8	26,434.9	27,692.1	28,966.1	30,309.3	31,584.8	32,506.1
-- Commercial	9,745.9	10,313.8	10,929.5	11,596.1	12,317.7	13,091.9	13,885.3	14,729.4	15,627.6	16,583.1
-- Public	3,248.0	3,423.4	3,617.2	3,831.1	4,066.9	4,326.3	4,609.0	4,919.7	5,261.5	5,637.9
-- Industrial	14,248.6	15,429.7	16,566.0	17,781.8	19,084.2	20,454.1	21,862.2	23,363.3	24,924.2	26,539.9
Number of Customer	28,454,405	29,862,833	31,354,028	32,932,913	34,604,958	36,370,953	38,151,435	40,025,114	41,809,290	43,186,229
-- Residential	26,633,702	27,922,367	29,283,901	30,722,387	32,242,338	33,844,261	35,454,003	37,144,149	38,730,877	39,895,207
-- Commercial	1,196,508	1,274,275	1,358,157	1,448,601	1,546,119	1,650,692	1,757,658	1,871,639	1,993,099	2,122,533
-- Public	582,625	622,511	666,064	713,666	765,757	822,632	883,774	950,552	1,023,620	1,103,719
-- Industrial	41,571	43,680	45,907	48,259	50,744	53,367	56,001	58,774	61,694	64,770
Total Production (GWh)	132,290.12	143,267.13	155,694.64	169,533.07	185,234.70	202,335.86	220,616.32	240,511.93	262,015.42	284,924.03
Energy Requirement (GWh)	126,998.5	137,536.4	149,466.9	162,751.7	177,825.3	194,242.4	211,791.7	230,891.4	251,534.8	273,527.1
Station Use (%)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T&D Losses (%) +)	9.20	8.80	8.30	7.90	7.78	7.65	7.61	7.57	7.53	7.50
PS GI&Dis (%) 1)	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Load Factor (%)	77.5	76.5	75.5	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
Peak Load (MW)	19,486	21,379	23,541	25,804	28,194	30,797	33,579	36,608	39,881	43,367

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik PLN Distribusi DKI Jaya & Tangerang

Calendar Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10^3)	14,878.5	15,101.0	15,318.6	15,531.0	15,739.3	15,943.2	16,142.4	16,336.6	16,525.2	16,708.2
- Growth Rate (%)	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
Growth of Total GDP (%)	6.51	6.83	6.83	6.83	6.83	6.83	6.51	6.51	6.51	6.51
Electrification Ratio (%)	93.9	94.8	95.9	97.0	98.1	99.4	100.0	100.0	100.0	100.0
Energy Sales (GWh)	33,722.3	36,915.3	40,505.4	44,418.6	48,685.8	53,288.2	58,090.7	63,299.0	68,868.0	74,806.9
- Growth Rate (%)	10.97	9.47	9.73	9.66	9.61	9.45	9.01	8.97	8.80	8.62
-- Residential	10,892.1	11,740.2	12,654.3	13,639.6	14,701.6	15,846.3	17,022.3	18,285.6	19,642.6	21,100.4
-- Commercial	9,972.1	10,871.1	11,851.2	12,919.7	14,084.5	15,354.3	16,673.7	18,106.5	19,662.4	21,352.1
-- Public	2,348.2	2,575.9	2,825.8	3,099.8	3,400.4	3,730.2	4,075.1	4,451.8	4,863.3	5,312.9
-- Industrial	10,509.9	11,728.0	13,174.1	14,759.5	16,499.3	18,357.4	20,319.7	22,455.1	24,699.6	27,041.6
Power Contracted (MVA)	15,248.5	16,204.2	17,277.4	18,420.5	19,639.8	20,915.7	22,228.5	23,623.6	25,067.1	26,553.1
-- Residential	5,253.1	5,408.4	5,570.7	5,739.9	5,916.3	6,100.0	6,282.1	6,471.2	6,667.3	6,870.7
-- Commercial	5,012.2	5,274.6	5,552.3	5,846.1	6,156.9	6,485.4	6,816.4	7,165.3	7,533.1	7,920.6
-- Public	1,323.5	1,391.9	1,464.0	1,539.8	1,619.6	1,703.5	1,791.9	1,884.8	1,982.7	2,085.6
-- Industrial	3,659.7	4,129.2	4,690.5	5,294.7	5,947.0	6,626.8	7,338.2	8,102.3	8,884.1	9,676.1
Number of Customer	3,693,854	3,828,951	3,969,107	4,114,517	4,265,385	4,421,922	4,576,916	4,737,488	4,903,843	5,076,199
-- Residential	3,359,593	3,476,617	3,597,718	3,723,038	3,852,722	3,986,924	4,119,294	4,256,059	4,397,364	4,543,361
-- Commercial	266,460	281,201	296,758	313,176	330,502	348,786	367,178	386,539	406,922	428,379
-- Public	56,669	59,621	62,726	65,992	69,429	73,045	76,849	80,852	85,062	89,492
-- Industrial	11,132	11,512	11,905	12,312	12,732	13,167	13,596	14,038	14,495	14,967
Total Production (GWh)	38,997.0	42,465.5	46,301.6	50,541.0	55,322.9	60,465.0	65,901.0	71,772.8	78,053.1	84,747.7
Energy Requirement (GWh)	37,437.1	40,766.9	44,449.6	48,519.4	53,110.0	58,046.4	63,264.9	68,901.9	74,931.0	81,357.8
Station Use (%)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T&D Losses (%) +)	9.57	9.10	8.52	8.10	7.98	7.85	7.83	7.78	7.74	7.70
PS Gl&Dis (%) 1)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Load Factor (%)	80.1	80.2	80.3	80.4	80.5	80.6	80.7	80.8	80.9	81.0
Peak Load (MW)	5,556	6,043	6,580	7,174	7,843	8,561	9,319	10,137	11,011	11,940

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik PLN Distribusi Jawa Barat dan Banten

823

Calendar Year	2010#)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10^3)	47,810.5	48,428.9	49,044.3	49,641.1	50,270.9	50,850.2	51,441.9	52,024.3	52,597.5	53,153.2
- Growth Rate (%)	1.32	1.29	1.27	1.22	1.27	1.15	1.16	1.13	1.10	1.06
Growth of Total GDP (%)	5.8	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	5.8	5.8	5.8	5.8
Electrification Ratio (%)	69.8	73.1	76.7	80.4	84.3	88.4	92.5	96.8	100.0	100.0
Energy Sales (GWh)	39,101.6	42,571.2	46,542.5	50,880.6	55,619.3	60,795.6	66,182.9	72,043.9	78,420.1	85,356.6
- Growth Rate (%)	12.40	8.87	9.33	9.32	9.31	9.31	8.86	8.86	8.85	8.85
-- Residential	12,201.2	13,390.4	14,691.6	16,115.1	17,672.4	19,376.0	21,152.2	23,087.2	25,195.2	27,491.7
-- Commercial	3,018.1	3,279.0	3,618.8	3,993.6	4,406.8	4,862.3	5,337.6	5,858.8	6,430.4	7,057.2
-- Public	1,118.4	1,218.2	1,327.0	1,445.4	1,574.4	1,715.0	1,860.4	2,018.2	2,189.4	2,375.0
-- Industrial	22,763.9	24,683.6	26,905.2	29,326.6	31,965.8	34,842.3	37,832.7	41,079.7	44,605.0	48,432.7
Power Contracted (MVA)	14,589.0	15,592.8	16,479.3	17,422.9	18,426.8	19,494.2	20,574.0	21,718.2	22,789.7	23,573.1
-- Residential	6,489.2	6,892.0	7,321.0	7,777.6	8,263.6	8,780.7	9,304.6	9,860.3	10,309.0	10,433.4
-- Commercial	1,704.4	1,831.0	1,968.1	2,116.4	2,276.6	2,449.6	2,626.3	2,816.1	3,019.9	3,238.8
-- Public	618.1	658.0	700.9	747.2	796.9	850.2	904.6	962.7	1,024.8	1,091.1
-- Industrial	5,777.4	6,211.8	6,489.3	6,781.7	7,089.7	7,413.7	7,738.5	8,079.1	8,435.9	8,809.7
Number of Customer	9,102,295	9,682,419	10,299,568	10,956,109	11,654,559	12,397,597	13,150,262	13,948,675	14,607,607	14,837,408
-- Residential	8,581,619	9,123,316	9,699,208	10,311,451	10,962,341	11,654,317	12,354,999	13,097,808	13,697,263	13,863,447
-- Commercial	274,099	295,578	318,721	343,654	370,514	399,447	428,943	460,586	494,531	530,941
-- Public	234,359	250,721	268,224	286,946	306,974	328,397	350,179	373,404	398,166	424,568
-- Industrial	12,219	12,803	13,416	14,058	14,731	15,436	16,140	16,877	17,647	18,453
Total Production (GWh)	45,000.2	48,725.1	52,878.8	57,493.0	62,751.2	68,492.5	74,522.8	81,090.0	88,237.8	96,012.2
Energy Requirement (GWh)	43,200.2	46,776.1	50,763.6	55,193.3	60,241.2	65,752.8	71,541.9	77,846.4	84,708.3	92,171.7
Station Use (%)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T & D Losses (%) +)	9.29	8.80	8.12	7.62	7.48	7.35	7.30	7.26	7.23	7.20
PS Gl&Dis (%) 1)	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19
Load Factor (%)	80.33	80.25	80.21	80.18	80.15	80.12	80.09	80.07	80.04	80.02
Peak Load (MW)	6,395	6,931	7,525	8,185	8,937	9,759	10,622	11,562	12,585	13,698

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik PLN Distribusi Jawa Tengah & DIY

Calendar Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10 ³)	37,461.6	37,611.4	37,735.6	37,863.9	37,988.8	38,099.0	38,213.3	38,312.6	38,404.6	38,485.2
- Growth Rate (%)	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2
Growth of Total GDP (%)	5.6	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.6	5.6	5.6	5.6
Electrification Ratio (%)	73.8	76.2	78.6	81.1	83.6	86.3	89.0	91.7	94.5	97.4928
Energy Sales (GWh)	16,281.7	17,617.2	19,067.6	20,642.9	22,354.4	24,214.0	26,132.0	28,208.6	30,457.2	32,892.4
- Growth Rate (%)	7.9	8.2	8.2	8.3	8.3	8.3	7.9	7.9	8.0	8.0
-- Residential	7,835.0	8,500.0	9,223.5	10,010.9	10,867.5	11,799.4	12,762.4	13,806.1	14,937.0	16,162.1
-- Commercial	1,882.7	2,041.2	2,213.1	2,399.4	2,601.4	2,820.4	3,046.6	3,291.0	3,554.9	3,840.0
-- Public	1,366.6	1,533.3	1,720.3	1,930.1	2,165.4	2,429.3	2,710.2	3,023.5	3,372.9	3,762.6
-- Industrial	5,197.4	5,542.7	5,910.6	6,302.6	6,720.2	7,164.9	7,612.7	8,088.0	8,592.4	9,127.6
Power Contracted (MVA)	7,534.0	7,844.2	8,177.4	8,535.1	8,919.1	9,331.6	9,757.9	10,216.3	10,710.2	11,242.9
-- Residential	4,514.8	4,674.6	4,841.1	5,014.4	5,194.8	5,382.5	5,568.4	5,761.3	5,961.5	6,169.2
-- Commercial	1,015.2	1,068.5	1,125.3	1,185.8	1,250.3	1,318.8	1,388.2	1,461.7	1,539.6	1,622.1
-- Public	591.6	628.7	674.8	731.0	798.7	879.4	975.0	1,087.6	1,219.9	1,374.8
-- Industrial	1,412.3	1,472.4	1,536.2	1,603.9	1,675.4	1,750.9	1,826.4	1,905.7	1,989.1	2,076.7
Number of Customer	7,422,582	7,716,342	8,022,695	8,342,322	8,675,956	9,024,395	9,371,990	9,734,945	10,114,222	10,510,883
-- Residential	7,117,293	7,387,003	7,666,934	7,957,472	8,259,021	8,571,996	8,881,231	9,201,621	9,533,570	9,877,493
-- Commercial	239,685	253,896	268,949	284,895	301,786	319,678	337,734	356,810	376,963	398,255
-- Public	60,321	69,890	80,976	93,821	108,703	125,946	145,924	169,071	195,890	226,963
-- Industrial	5,283	5,553	5,837	6,135	6,447	6,775	7,101	7,442	7,799	8,173
Total Production (GWh)	18,559.1	20,033.6	21,641.5	23,398.5	25,310.5	27,391.2	29,548.4	31,883.6	34,413.7	37,161.3
Energy Requirement (GWh)	17,816.7	19,232.3	20,775.9	22,462.5	24,298.0	26,295.6	28,366.4	30,608.2	33,037.1	35,674.8
Station Use (%)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T & D Losses (%) +)	8.62	8.40	8.22	8.10	8.00	7.92	7.88	7.84	7.81	7.80
PS GI&Dis (%) 1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Load Factor (%)	67.5	64.3	64.1	64.0	63.9	63.7	63.6	63.5	63.3	63.2
Peak Load (MW)	3,138	3,558	3,852	4,173	4,524	4,907	5,304	5,736	6,204	6,713

Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik PLN Distribusi Jawa Timur

825

Calendar Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10 ³)	37,470.0	37,645.0	37,812.0	37,971.0	38,120.0	38,259.0	38,387.0	38,505.0	38,607.0	38,692.0
- Growth Rate (%)	65.6	68.3	71.3	74.3	77.5	80.9	84.3	87.8	91.5	95.7
Growth of Total GDP (%)	6.0	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.0	6.0	6.0	6.0
Electrification Ratio (%)	65.6	68.3	71.3	74.3	77.5	80.9	84.3	87.8	91.5	95.7
Energy Sales (GWh)	23,224.9	25,204.1	27,606.3	30,313.9	33,288.7	36,557.2	40,163.4	44,099.7	48,340.4	52,806.2
- Growth Rate (%)	10.3	8.5	9.5	9.8	9.8	9.8	9.9	9.8	9.6	9.2
-- Residential	8,349.2	9,031.9	9,884.1	10,816.7	11,837.2	12,954.1	14,211.1	15,573.1	17,158.9	18,854.8
-- Commercial	2,838.9	3,181.2	3,564.6	3,994.2	4,475.4	5,014.5	5,623.2	6,305.6	7,070.8	7,905.9
-- Public	1,322.2	1,453.4	1,597.6	1,756.1	1,930.4	2,121.9	2,330.6	2,558.9	2,797.0	3,061.1
-- Industrial	10,714.5	11,537.6	12,560.0	13,746.9	15,045.7	16,466.8	17,998.5	19,662.1	21,313.8	22,984.4
Power Contracted (MVA)	10,492.0	11,071.9	11,690.7	12,350.4	13,053.3	13,802.1	14,562.7	15,370.1	16,227.2	17,136.7
-- Residential	5,140.5	5,372.8	5,618.3	5,877.4	6,150.7	6,438.9	6,728.0	7,031.9	7,351.1	7,686.2
-- Commercial	1,390.1	1,496.0	1,609.6	1,731.4	1,861.9	2,001.8	2,145.1	2,298.4	2,462.3	2,637.5
-- Public	618.2	646.0	675.5	706.7	739.7	774.5	811.2	849.9	890.7	933.7
-- Industrial	3,343.2	3,557.0	3,787.2	4,034.9	4,301.0	4,586.9	4,878.3	5,190.0	5,523.1	5,879.2
Number of Customer	7,462,890	7,846,974	8,251,004	8,676,028	9,123,151	9,593,536	10,065,537	10,560,993	11,081,086	11,627,056
-- Residential	6,899,381	7,246,558	7,611,205	7,994,201	8,396,469	8,818,979	9,241,585	9,684,442	10,148,520	10,634,837
-- Commercial	348,002	373,642	401,164	430,707	462,418	496,456	531,347	568,682	608,630	651,375
-- Public	203,256	213,655	224,585	236,074	248,152	260,847	274,192	288,219	302,964	318,464
-- Industrial	12,251	13,120	14,050	15,046	16,112	17,253	18,413	19,651	20,971	22,380
Total Production (GWh)	26,613.0	28,786.6	31,401.2	34,323.0	37,649.7	41,273.5	45,316.0	49,737.2	54,484.3	59,498.6
Energy Requirement (GWh)	25,548.5	27,635.1	30,145.2	32,950.1	36,143.8	39,622.6	43,503.3	47,747.7	52,304.9	57,118.6
Station Use (%)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T & D Losses (%) +)	9.09	8.80	8.42	8.00	7.90	7.74	7.68	7.64	7.58	7.55
PS GI&Dis (%) 1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Load Factor (%)	74.0	74.1	74.2	74.4	74.5	74.7	74.8	74.9	74.9	75.0
Peak Load (MW)	4,107	4,435	4,832	5,266	5,767	6,308	6,920	7,584	8,301	9,057

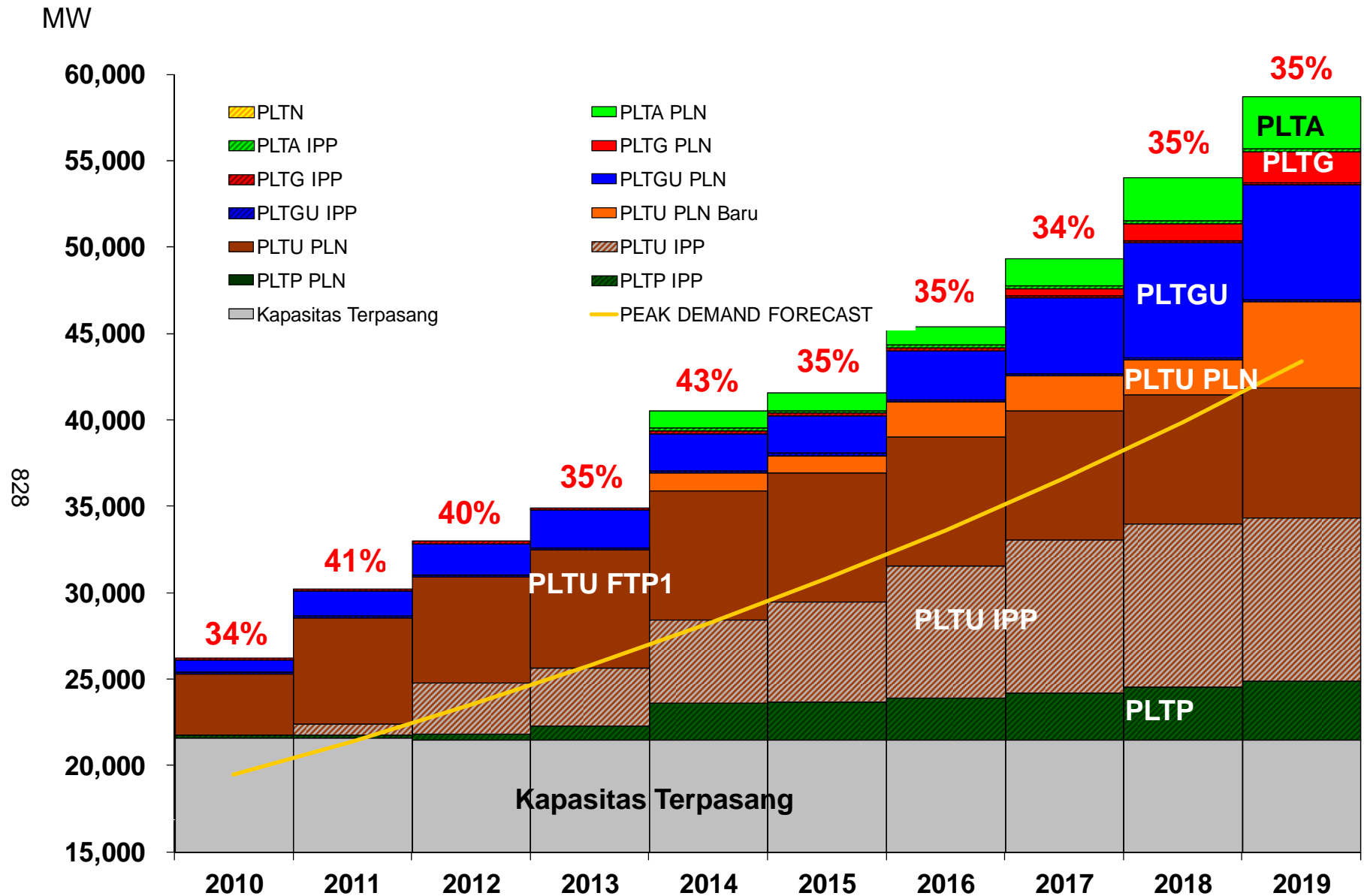
Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik PLN Distribusi Bali

Calendar Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Population (10^3)	3,499.3	3,537.7	3,576.7	3,614.9	3,653.0	3,689.9	3,725.0	3,759.9	3,793.9	3,827.8
- Growth Rate (%)	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Growth of Total GDP (%)	5.26	5.52	5.52	5.52	5.52	5.52	5.26	5.26	5.26	5.26
Electrification Ratio (%)	77.5	78.0	79.1	81.1	83.9	87.2	90.9	94.8	98.9	100.0
Energy Sales (GWh)	2,768.4	2,891.6	3,085.2	3,361.6	3,740.0	4,197.6	4,745.3	5,369.3	6,081.0	6,685.3
- Growth Rate (%)	(0.7)	4.5	6.7	9.0	11.3	12.2	13.0	13.1	13.3	9.9
-- Residential	1,191.4	1,247.1	1,334.7	1,459.5	1,630.2	1,836.2	2,081.7	2,360.1	2,675.8	2,825.2
-- Commercial	1,285.5	1,336.3	1,415.7	1,527.7	1,678.8	1,858.2	2,068.4	2,302.4	2,562.9	2,852.9
-- Public	185.2	199.8	223.6	259.0	310.3	376.6	461.9	566.5	694.7	852.0
-- Industrial	106.4	108.3	111.3	115.4	120.6	126.6	133.2	140.2	147.6	155.3
Power Contracted (MVA)	1,504.4	1,553.3	1,627.5	1,729.8	1,864.6	2,020.8	2,199.5	2,393.4	2,603.9	2,761.2
-- Residential	727.7	751.6	788.6	840.4	909.4	990.1	1,083.0	1,184.7	1,295.9	1,346.5
-- Commercial	624.0	643.7	674.1	716.4	772.1	836.3	909.3	987.9	1,072.6	1,164.0
-- Public	96.7	98.8	102.0	106.4	112.1	118.7	126.4	134.6	143.3	152.6
-- Industrial	56.0	59.2	62.7	66.7	71.0	75.8	80.8	86.2	92.0	98.0
Number of Customer	772,784	788,147	811,654	843,937	885,906	933,503	986,730	1,043,013	1,102,532	1,134,682
-- Residential	675,816	688,873	708,836	736,226	771,785	812,045	856,894	904,220	954,160	976,069
-- Commercial	68,262	69,958	72,565	76,170	80,900	86,326	92,456	99,021	106,052	113,583
-- Public	28,019	28,625	29,554	30,832	32,500	34,398	36,630	39,007	41,538	44,233
-- Industrial	687	692	699	709	722	735	750	766	781	797
Total Production (GWh) 3)	3,120.9	3,256.3	3,471.5	3,777.5	4,200.4	4,713.7	5,328.2	6,028.3	6,826.6	7,504.2
Energy Requirement (GWh)	2,996.0	3,126.1	3,332.6	3,626.4	4,032.4	4,525.1	5,115.0	5,787.2	6,553.5	7,204.1
Station Use (%) 2)	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
T&D Losses (%) 1)	7.60	7.50	7.42	7.30	7.25	7.24	7.23	7.22	7.21	7.20
PS Gl&Dis (%) 1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Load Factor (%)	63.82	63.85	63.87	63.90	63.92	63.95	63.98	64.00	64.03	64.06
Peak Load (MW)	558	582	620	675	750	841	951	1,075	1,217	1,337
Peak Load Sistem(MW)	556.1	579.9	618.0	672.2	747.3	838.4	947.5	1,071.8	1,213.4	1,333.4
- Growth Rate (%)	4.2	4.3	6.5	8.8	11.1	12.1	12.9	13.0	13.1	9.8
Peak Load Isolated(MW)	2.1	2.3	2.4	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	3.7	3.9
- Growth Rate (%)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0

LAMPIRAN C1.2

NERACA DAYA SISTEM JAWA BALI

Grafik Neraca Daya Sistem Jawa-Bali



Neraca Daya Sistem Jawa-Bali [1/4]

No.	Pasokan dan Kebutuhan		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Kebutuhan											
	Sales	GWh	115,099	125,199	136,807	149,618	163,688	179,053	195,314	213,020	232,167	252,547
	Pertumbuhan	%	7.6	8.8	9.3	9.4	9.4	9.4	9.1	9.1	9.0	8.8
	Produksi	GWh	132,290	143,267	155,695	169,533	185,235	202,336	220,616	240,512	262,015	284,924
	Faktor Beban	%	77.5	76.5	75.5	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
	Beban Puncak Bruto	MW	19,486	21,379	23,541	25,804	28,194	30,797	33,579	36,608	39,881	43,367
2	Pasokan	MW										
	Kapasitas Terpasang		21,601	21,561	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485	21,485
3	Tambahan Kapasitas											
3.1	PLN											
	Ongoing Project	MW	3,399	3,359	243	700	660	-	-	-	-	-
	Rencana											
	Upper Cisokan PS (FTP 2)	PS	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-
	Muara Tawar Add-On Blok 2 (FTP 2)	PLTGU	-	-	150	350	-	-	-	-	-	-
	Muara Tawar Add-On Blok 3, 4	PLTGU	-	-	-	-	-	-	700	-	-	-
	PLTGU Jabar/Banten	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	1,500	750	-
	PLTGU Cepu/Tuban	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	1,500	-
	PLTG Baru	PLTG	-	-	-	-	-	-	-	400	600	800
	PLTU Indramayu Baru (FTP 2)	PLTU	-	-	-	-	1,000	-	1,000	-	-	-
	PLTU Jawa Tengah Baru	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000
	PLTU Jawa Barat Baru	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000
	PLTP Percepatan Tahap 2 PLN	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Kesamben	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-
	Kalikonto-2	PLTA	-	-	-	-	-	-	62	-	-	-
	Matenggeng PS	PS	-	-	-	-	-	-	-	443	443	-
	Grindulu PS	PS	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
3.2	IPP											
	Ongoing Project	MW	230	710	2,265	250	-	-	-	-	-	-
	Rencana											
	Banten	PLTU	-	-	-	-	-	-	660	-	-	-
	Madura 2x200 MW (FTP 2)	PLTU	-	-	-	-	400	-	-	-	-	-
	Bali Timur 2x100 MW (FTP2)	PLTU	-	-	-	200	-	-	-	-	-	-
	Sumatera Mulut Tambang	PLTU	-	-	-	-	-	-	1,200	1,200	600	-
	PLTU Jawa Tengah (Infrastruktur)	PLTU	-	-	-	-	1,000	1,000	-	-	-	-
	PLTP FTP 2	PLTP	-	-	175	415	1,380	-	-	-	-	-
	PLTP Baru	PLTP	-	-	-	10	-	30	220	330	325	370
	Rajamandala	PLTA	-	-	-	-	47	-	-	-	-	-
	Jatigede	PLTA	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
4	Total Kapasitas Sistem		26,140	30,169	32,926	34,851	40,448	41,478	45,320	49,230	53,947	58,617
5	Reserve Margin Sistem	%	34	41	40	35	43	35	35	34	35	35

Daftar Ongoing Project Pembangkit [2/4] Sistem Jawa-Bali

No.			2010	2011	2012	2013	2014
	Ongoing Project PLN						
	Muara Karang	PLTGU	194	-	-	-	-
	Muara Tawar Blok #5	PLTGU	-	234	-	-	-
	Priok Extension	PLTGU	-	500	243	-	-
	Suralaya #8	PLTU	625	-	-	-	-
	Labuan	PLTU	300	-	-	-	-
	Teluk Naga/Lontar	PLTU	-	945	-	-	-
	Pelabuhan Ratu	PLTU	-	1,050	-	-	-
	Indramayu	PLTU	990	-	-	-	-
	Rembang	PLTU	630	-	-	-	-
	Pacitan	PLTU	-	630	-	-	-
	Paiton Baru	PLTU	660	-	-	-	-
	Tj. Awar-awar	PLTU	-	-	-	700	-
	Cilacap Baru / Adipala	PLTU	-	-	-	-	660
	Total Ongoing Project PLN		3,399	3,359	243	700	660
	IPP						
	Kamojang #4	PLTP	-	-	-	-	-
	Wayang Windu	PLTP	-	-	-	-	-
	Bekasi Power	PLTGU	130	-	-	-	-
	Cikarang Listrindo	PLTG	100	50	-	-	-
	Cirebon	PLTU	-	660	-	-	-
	Paiton #3 Exp	PLTU	-	-	815	-	-
	Tanjung Jati B Exp	PLTU	-	-	1,320	-	-
	Bali Utara/Celukun Bawang	PLTU	-	-	130	250	-
	Total Ongoing Project IPP		230	710	2,265	250	-
	Total Ongoing Project		3,629	4,069	2,508	950	660

Jadwal Proyek Pembangkit Panas Bumi [3/4] Sistem Jawa-Bali

No.			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	<i>Proyek Panas Bumi</i>											
	PLN		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PLTP	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	IPP		-	-	175	425	1,380	30	220	330	325	370
	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
	Ijen (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
	Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	-	110	110	-	-
	Kamojang (FTP2)	PLTP	-	-	-	60	40	-	-	-	-	-
	Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP	-	-	-	55	110	-	-	-	-	-
	Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
	Patuha (FTP2)	PLTP	-	-	-	120	60	-	-	-	-	-
	Bedugul	PLTP	-	-	-	10	-	-	55	55	55	-
	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-
	Cisolok - Cisukarame (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	50	-	-	55	55	-
	Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	30	55	55	-	-
	Salak (FTP2)	PLTP	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-
	Darajat (FTP2)	PLTP	-	-	55	55	-	-	-	-	-	-
	Wayang Windu (FTP2)	PLTP	-	-	120	-	120	-	-	-	50	-
	Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	-	-	-	30	110	-	-	-	-	-
	Dieng (FTP2)	PLTP	-	-	-	55	60	-	-	-	55	55
	Tampomas (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	45	-	-	-	-	-
	Arjuno Welirang	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	55
	Baturaden (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	220	-	-	-	-	-
	Guci (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	-	-	55	-	-
	Gn. Papandayan	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	55
	Rawa Dano (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	110	-	-	-	-	-
	Batukuwung	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
	Endut	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110
	Mangunan	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30
	Citaman-Karang	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
	Total Proyek Panas Bumi		-	-	175	425	1,380	30	220	330	325	370

**Jadwal Retirement Pembangkit [4/4]
Sistem Jawa-Bali**

	Pembangkit		2010	2011	2012
	Retired				
1	Sunyaragi	PLTG		40	
2	Cilacap	PLTG	55		
3	Gilitimur	PLTG	40		
4	Tambak Lorok	PLTU	100		
5	Priok	PLTU	100		
6	Perak	PLTU	100		
7	Bali	PLTD			76
	Total Retired		495	40	76

Rincian Proyek Pembangkit Sistem Jawa-Bali 2009-2019 [1/4]

No	Lokasi	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	Bali	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	130	2012	On Going	IPP
2	Bali	Swasta	PLTP	Bedugul	10	2013	Plan	IPP
3	Bali	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	250	2013	On Going	IPP
4	Bali	Swasta	PLTU	Bali Timur	200	2013	Plan	IPP
5	Bali	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2016	Plan	IPP
6	Bali	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2017	Plan	IPP
7	Bali	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2018	Plan	IPP
8	Banten	PLN	PLTU	Labuan	300	2010	On Going	Perpres
9	Banten	PLN	PLTU	Suralaya	625	2010	On Going	Perpres
10	Banten	PLN	PLTU	Teluk Naga/Lontar	945	2011	On Going	Perpres
11	Banten	PLN	PLTGU	LNG Bojanegara	1,500	2017	Plan	Plan
12	Banten	PLN	PLTGU	LNG Bojanegara	750	2018	Plan	Plan
13	Banten	Swasta	PLTP	Rawa Dano	110	2015	Plan	IPP
14	Banten	Swasta	PLTU	Banten	660	2016	Plan	IPP
15	DKI Jakarta	PLN	PLTGU	Muara Karang Repowering	194	2010	On Going	JBIC
16	DKI Jakarta	PLN	PLTGU	Priok Extension	500	2011	On Going	JBIC
17	DKI Jakarta	PLN	PLTGU	Priok Extension	243	2012	On Going	JBIC
18	DKI Jakarta	PLN	PLTG	Muara Karang	400	2017	Plan	Plan
19	Jawa Barat	PLN	PLTU	Indramayu	990	2010	On Going	Perpres
20	Jawa Barat	PLN	PLTGU	Muara Tawar Blok 5	234	2011	On Going	JBIC
21	Jawa Barat	PLN	PLTU	Pelabuhan Ratu	1,050	2011	On Going	Perpres
22	Jawa Barat	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 2	150	2012	Committed	KE
23	Jawa Barat	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 2	350	2013	Committed	KE
24	Jawa Barat	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage	1,000	2014	Plan	IBRD
25	Jawa Barat	PLN	PLTU	Indramayu Baru	1,000	2014	Plan	JICA
26	Jawa Barat	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 3,4	700	2016	Committed	KE
27	Jawa Barat	PLN	PLTU	Indramayu Baru	1,000	2016	Plan	JICA
28	Jawa Barat	PLN	PLTG	Sunyaragi	600	2018	Plan	Plan
29	Jawa Barat	PLN	PLTU	Jawa Barat Baru	1,000	2019	Plan	Plan
30	Jawa Barat	Swasta	PLTGU	Bekasi Power	130	2010	On Going	IPP

Rincian Proyek Pembangkit Sistem Jawa-Bali 2009-2019 [2/4]

No	Lokasi	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
31	Jawa Barat	Swasta	PLTGU	Cikarang Listrindo	100	2010	On Going	IPP
32	Jawa Barat	Swasta	PLTGU	Cikarang Listrindo	50	2011	On Going	IPP
33	Jawa Barat	Swasta	PLTU	Cirebon	660	2011	On Going	IPP
34	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Darajat	55	2012	Plan	IPP
35	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Wayang Windu	120	2012	Plan	IPP
36	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Kamojang	60	2013	Plan	IPP
37	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Karaha Bodas	30	2013	Plan	IPP
38	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Patuha	120	2013	Plan	IPP
39	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Salak	40	2013	Plan	IPP
40	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Darajat	55	2013	Plan	IPP
41	Jawa Barat	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2014	Plan	IPP
42	Jawa Barat	Swasta	PLTA	Jatigede	110	2014	Plan	IPP
43	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1	110	2014	Plan	IPP
44	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Kamojang	40	2014	Plan	IPP
45	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Patuha	60	2014	Plan	IPP
46	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Wayang Windu	120	2014	Plan	IPP
47	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Dieng	60	2014	Plan	IPP
48	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	50	2014	Plan	IPP
49	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Tampomas	45	2014	Plan	IPP
50	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Karaha Bodas	110	2014	Plan	IPP
51	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Cibuni	10	2014	Plan	IPP
52	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2	30	2015	Plan	IPP
53	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2	30	2016	Plan	IPP
54	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2017	Plan	IPP
55	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2018	Plan	IPP
56	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Wayang Windu	50	2018	Plan	IPP
57	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Papandayan	55	2018	Plan	IPP
58	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Batukuwung	55	2019	Plan	IPP
59	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Endut	110	2019	Plan	IPP
60	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Citaman-Karang	10	2019	Plan	IPP

Rincian Proyek Pembangkit Sistem Jawa-Bali 2009-2019 [3/4]

No	Lokasi	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
61	Jawa Barat	Swasta	PLTP	Papandayan	55	2019	Plan	IPP
62	Jawa Tengah	PLN	PLTU	Rembang	630	2010	On Going	Perpres
63	Jawa Tengah	PLN	PLTU	Cilacap Baru/Adipala	660	2014	On Going	Perpres
64	Jawa Tengah	PLN	PS	Matenggeng PS	443	2017	Plan	Plan
65	Jawa Tengah	PLN	PS	Matenggeng PS	443	2018	Plan	Plan
66	Jawa Tengah	PLN	PLTU	Jawa Tengah Baru	2,000	2019	Plan	Plan
67	Jawa Tengah	Swasta	PLTU	Tanjung Jati B Exp	1,320	2012	On Going	IPP
68	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Dieng	55	2013	Plan	IPP
69	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Ungaran	55	2014	Plan	IPP
70	Jawa Tengah	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (Infrastruktur)	1,000	2014	Plan	IPP
71	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Ungaran	30	2015	Plan	IPP
72	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	220	2015	Plan	IPP
73	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Guci	55	2015	Plan	IPP
74	Jawa Tengah	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (Infrastruktur)	1,000	2015	Plan	IPP
75	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Ungaran	55	2016	Plan	IPP
76	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Ungaran	55	2017	Plan	IPP
77	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Guci	55	2017	Plan	IPP
78	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Dieng	55	2018	Plan	IPP
79	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Mangunan	30	2019	Plan	IPP
80	Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Dieng	55	2019	Plan	IPP
81	Jawa Timur	PLN	PLTU	Paiton	660	2010	On Going	Perpres
82	Jawa Timur	PLN	PLTU	Pacitan	630	2011	On Going	Perpres
83	Jawa Timur	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	700	2013	On Going	Perpres
84	Jawa Timur	PLN	PLTA	Kalikonto	62	2016	Plan	Plan
85	Jawa Timur	PLN	PLTA	Kesamben	37	2017	Plan	Plan
86	Jawa Timur	PLN	PLTGU	Tuban/Cepu	1,500	2018	Plan	Plan
87	Jawa Timur	PLN	PS	Grindulu PS	500	2018	Plan	Plan
88	Jawa Timur	PLN	PLTG	Grati	800	2019	Plan	Plan
89	Jawa Timur	PLN	PS	Grindulu PS	500	2019	Plan	Plan
90	Jawa Timur	Swasta	PLTU	Paiton 3-4 Exp	815	2012	On Going	IPP

Rincian Proyek Pembangkit Sistem Jawa-Bali 2009-2019 [4/4]

No	Lokasi	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
91	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel	55	2013	Plan	IPP
92	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	55	2014	Plan	IPP
93	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Ijen	110	2014	Plan	IPP
94	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel	110	2014	Plan	IPP
95	Jawa Timur	Swasta	PLTU	Madura (2x200 MW)	400	2014	Plan	IPP
96	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	110	2016	Plan	IPP
97	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	110	2017	Plan	IPP
98	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Arjuno	55	2018	Plan	IPP
99	Jawa Timur	Swasta	PLTP	Arjuno	55	2019	Plan	IPP
100	Sumatera Selatan	Swasta	PLTU	Sumatera Mulut Tambang (BT+MR)	1,200	2016	Plan	IPP
101	Sumatera Selatan	Swasta	PLTU	Sumatera Mulut Tambang (BT+MR)	1,200	2017	Plan	IPP
102	Sumatera Selatan	Swasta	PLTU	Sumatera Mulut Tambang (BT+MR)	600	2018	Plan	IPP
Total					36,222			

LAMPIRAN C1.3

PROYEK IPP TERKENDALA SISTEM JAWA BALI

C1.3 Proyek-Proyek IPP Terkendala

PLTP Patuha 3x60 MW

PLTP Patuha merupakan pembangkit IPP yang termasuk dalam IPP yang terkendala sesuai SK Direksi No. 036.K/DIR/2010 dan Edaran Direksi No. 003.E/DIR/2010. Dalam Edaran Direksi tersebut, PPTL terkendala dibagi ke dalam 3 kategori sebagai berikut:

- Kategori 1, tahap operasi adalah tahap dimana IPP sudah mencapai COD.
- Kategori 2, tahap pembangunan/konstruksi dimana IPP sudah mencapai Financial Closing (FC) tapi belum mencapai COD.
- Kategori 3, Tahap pendanaan IPP yang sudah memiliki PPTL, tetapi belum mencapai Financial Closing (FC).

PLTP Patuha masuk ke dalam kategori 3 yang saat ini sedang dalam penyelesaian oleh Komite Direktur untuk IPP dan Kerjasama Kemitraan.

PLTU Celukan Bawang 3x125 MW

PLTU Celukan Bawang adalah pembangkit IPP yang tidak termasuk dalam IPP yang terkendala sesuai SK Direksi No. 036.K/DIR/2010 dan Edaran Direksi No. 003.E/DIR/2010. Pada awalnya dimana dijadwalkan unit-1 125 MW masuk ke grid 150 kV Bali pada tahun 2010. Namun pada kenyataannya kegiatan konstruksi pembangkit IPP ini terhenti pada pembangunan beberapa tiang pancang saja, sehingga diperkirakan pembangkit IPP akan mundur beberapa tahun.

Sebagai dampak dari terlambatnya PLTU IPP Celukan Bawang Unit-1 125 MW, sistem Bali dinyatakan sebagai daerah krisis listrik mulai tahun 2009, yang berpotensi mengalami pemadaman listrik bergilir sekitar 120 MW pada saat pembangkit unit terbesar (PLTG Gilimanuk 130 MW) menjalani pemeliharaan rutin atau apabila terjadi gangguan sistem.

Melihat progres konstruksi proyek IPP yang tersendat, pada tahun 2009 PLN memutuskan pembangunan kabel laut Jawa-Bali sirkuit 3,4 2x100 MW yang membutuhkan biaya lebih dari USD 60 juta. Seandainya IPP Celukan Bawang berjalan sesuai jadwal, PLN semestinya tidak perlu membangun kabel laut sirkuit 3,4 yang biayanya mahal itu karena cadangan sistem di Bali mencukupi.

LAMPIRAN C1.4

NERACA ENERGI SISTEM JAWA BALI

Proyeksi Neraca Energi Sistem Jawa - Bali

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD	10,333	5,098	4,475	3,672	3,442	3,310	3,189	3,116	3,242	3,446
2	MFO	784	518	361	361	358	383	396	379	403	378
3	Gas	40,574	35,821	43,188	51,850	51,275	50,941	52,010	51,961	57,514	57,479
4	LNG			5,266	5,365	5,441	5,508	5,585	10,727	13,456	13,482
5	Batubara	65,503	86,762	85,945	88,745	96,649	110,461	125,387	137,314	147,499	167,608
6	Hydro	5,273	5,273	5,262	5,087	5,469	5,528	5,763	5,889	5,893	5,985
	Pumped Storage	-	-	-	-	477	645	724	1,079	1,424	1,149
7	Geothermal	9,823	9,795	11,197	14,453	22,124	25,559	27,563	30,046	32,583	35,397
8	Nuklir	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T O T A L	132,290	143,267	155,695	169,533	185,234	202,336	220,616	240,512	262,015	284,924

Proyeksi Kebutuhan Energi Primer Sistem Jawa - Bali

No.	FUEL TYPE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	HSD (x 10 ³ kL)	2,931.1	1,424.9	1,345.4	1,007.7	909.7	843.3	800.2	799.3	852.0	970.0
2	MFO (x 10 ³ kL)	226.1	149.1	103.7	103.5	102.7	110.0	113.8	108.8	115.7	108.5
3	Gas (bcf)	375.8	315.9	375.1	442.4	437.3	434.6	443.2	442.8	485.0	484.7
4	LNG (bcf)			41.0	41.8	42.3	42.8	43.4	82.4	103.1	103.3
5	Batubara (10 ³ TON)	33,697.2	41,750.6	41,063.5	42,349.5	46,128.5	52,017.4	58,592.6	64,364.0	68,988.5	77,233.7

LAMPIRAN C1.5

CAPACITY BALANCE GARDU INDUK SISTEM JAWA BALI

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
1	BALARAJA Max 4 x 60 MVA	150/20	120	117.7 115%		83.1 54%	60	83.5 55%		89.1 58%		97.3 64%		104.0 68%		112.0 73%		118.3 77%		119.6 78%		122.4 60%	60
2	LAUTAN STEEL/TELAGA SARI Inc Ctr Hbt - BL Raja Max trf 120 MVA	150/20	0			15.0 15%	120	15.3 15%		37.8 37%		44.0 43%		54.3 53%		60.2 59%		66.6 65%		85.1 42%	120	110.0 54%	
3	GITET BALARAJA (150/20) Max 4 x 60 MVA	150/20	0	23.0 45%		52.5 51%	60	52.8 52%		55.0 54%		65.8 64%		67.6 66%		73.5 72%		81.6 80%		98.0 64%	60	116.3 76%	
4	CITRA HABITAT Max 4 x 60 MVA	150/20	120	92.5 60%		97.9 64%		143.0 70%	60	163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
5	MILLENNIUM Inc Ctr Hbt - BL Lautan Steel Max 4 x 120 MVA	150/20						180.0 71%	300	185.2 73%		201.7 79%		225.8 63%	120	249.4 70%		272.0 76%		272.0 76%		272.0 76%	
6	CIKUPA	150/20	120	81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
7	PASAR KEMIS Maksimum 4 x 60 MVA	150/20	120	90.7 59%		98.9 65%		107.6 70%		121.2 79%		131.0 64%	60	142.9 70%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
8	SEPATAN Mak 5 x 60 MVA	150/20	60	23.7 47%		28.2 55%		32.9 65%		40.4 79%		49.8 49%	60	59.2 58%		61.8 61%		85.0 56%	60	111.0 73%		136.6 67%	60
9	TANGERANG BARU mak 4 x 60 MVA	150/20	120	81.9 80%		90.1 59%	60	102.7 67%		133.6 65%	60	144.4 71%		169.7 83%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
10	TANGERANG BARU 2 Inc Tgr Baru - Sepatan III	150/20														76.1 49.75%	180	114.8 75.02%		161.7 63.42%	120	212.3 83.25%	
11	CENGKARENG Max = 4 x 60 MVA	150/20	240	151.2 74%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
12	CIKOKOL/TANGERANG bisa max = 4 x 60 MVA	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
13	CILEDUK	150/20	120	84.3 83%		100.6 66%	60	124.9 82%		136.6 89%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
14	CILEDUK 2 / ALAM SUTRA Inc Ciledug - Cikupa	150/20										51.865 34%	180	82.5 54%		116.5 76%		151.7 59%	120	192.4 75%		233.8 92%	
15	DURI KOSAMBI 2 / DAAN MOGOT MK - Duri Kosambi	150/20						12.8 13%	120	36.1 35%		61.4 60%		91.4 60%	60	109.6 72%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
16	DURI KOSAMBI 3 / RAWA BUAYA Inc Duri Kosambi-M Karang	150/20																26.0 17%	180	73.1 48%		119.5 78%	
17	GROGOL	150/20	120	82.9 81%		98.4 64%	60	115.2 75%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
18	JATAKE	150/20	180	163.2 80%	60	163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
19	KEMBANGAN	150/20	180	109.9 72%		119.4 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
20	LEGOK Max 4 x 60 MVA	150/20	60	41.2 81%		101.3 66%	120	117.7 77%		161.9 79%	60	163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
21	LENGKONG Max 4 x 60 MVA	150/20	120	91.7 60%		134.7 66%	60	148.1 73%		157.7 77%		170.1 83%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
22	LENGKONG 2 Inc Serpong - Lengkong	150/20											30.0 29%	120	42.6 42%		67.0 66%		102.6 40%	180	142.2 56%		
23	LIPPO CURUG Mak 4 x 60 MVA	150/20	0	31.4 61%		48.2 47%	60	61.5 60%		86.2 42%	120	117.3 58%		143.4 70%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
24	LIPPO CURUG 2 Radial Curug	150/20	0												18.9 19%	120	50.3 49%		95.6 47%	120	143.2 47%	120	
25	MAXI MANGANDO	150/20	120	81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
26	SERPONG	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
27	TELUK NAGA Mak 5 x 60 MVA	150/20	60	46.3 45%		52.5 51%		68.1 67%		92.3 60%	60	103.7 68%		121.6 79%		143.7 56%	120	168.9 66%		199.9 78%		204.0 80%	
28	TELUK NAGA 2 Inc PLTU Lontar - Tgr Baru	150/20																			29.7 29%	120	
29	TIGARAKSA Mak 4 x 60 MVA	150/20	60	30.0 59%		31.5 62%		34.4 68%		43.1 42%	60	55.6 55%		83.8 55%	60	106.7 70%		140.6 69%	60	171.4 84%		163.2 80%	
30	TIGARAKSA 2 Radial Tigaraksa	150/20																			41.3 27%	180	
31	BINTARO Max 3 x 60 MVA	150/20	180	109.0 71%		110.0 72%		108.0 71%		101.2 66%		90.7 59%		100.9 66%		121.3 79%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
32	BINTARO 2 (GIS) Radial Bintaro (Max 3 x 60 MVA)	150/20				11.3 11%	120	26.4 26%		53.7 53%		87.0 57%	60	99.8 65%		104.4 68%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
33	BINTARO 3 / JOMBANG Inc Bintaro - Serpong	150/20															6.4 6%	120		34.9 34%		63.3 62%	
34	CSW	150/20	120	79.3 78%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
35	ANTASARI / CSW 2 / KEMANG VILLAGE Ring Dr Tiga - Kemang - CSW2 - Dr Tiga Max 3 x 60 MVA	150/20				4.9 5%	120	16.5 16%		28.9 28%		44.9 44%		64.6 63%		85.0 56%	60	106.9 70%		122.4 80%		122.4 80%	
36	CSW 3 / MRT PASAR MEDE Radial TJ Barat	150/20																		10.1 10%	120	37.0 36%	

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
37	DANAYASA	150/20	120	83.6 82%		87.3 57%	60	91.1 60%		98.8 65%		108.8 71%		117.9 77%		119.6 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
38	DANAYASA 2 (SEMANGGI TIMUR) Inc Mampang - Karet	150/20																14.0 14%	120	24.1 24%		33.5 33%	
39	GANDUL Max 4 x 60 MVA (1 x 60 MVA)Masuk 1809)	150/20	180	142.4 70%		155.3 76%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
40	KEBON JERUK	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
41	KEMANG	150/20	180	107.8 70%		117.1 77%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
42	MAMPANG BARU	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
43	PETUKANGAN	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
44	SENAYAN	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
45	SENAYAN BARU Radial Kembangan	150/20	0	40.5 40%		46.0 45%		47.9 47%		63.8 63%		81.3 80%		103.1 67%	60.0	119.6 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
46	SENAYAN BARU 2 (SENAYAN) Radial dari Senayan baru	150/20																32.2 32%	120	56.2 55%		80.2 39%	
47	PONDOK INDAH Radial Gandul	150/20	0	3.4 3%	120	4.9 5%		14.9 15%		48.1 47%		88.7 58%	60	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		142.4 93%		122.4 80%	
48	PONDOK INDAH 2 / CIRENDE Inc Petukangan - Gandul	150/20												16.0 10%	180	71.9 47%		131.8 86%		180.8 71%	120	204.0 80%	
49	PONDOK INDAH 3 / CIPUTAT Inc Gandul - Serpong	150/20																				69.5 45%	
50	ABADI GUNA PAPAN 1 Trafo	150/20	120	74.9 73%		80.6 79%		86.4 56%	60	96.0 63%		108.2 71%		123.0 80%		139.3 91%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
51	ABADI GUNA PAPAN 2 Inc Mampang - Karet	150/20																34.3 22%	180	54.0 35%		74.5 49%	
52	ANCOL	150/20	180	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
53	ANGKE	150/20	210	142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%		142.8 80%	
54	BUDI KEMULIAAN	150/20	180	84.5 55%		91.8 60%		99.5 65%		111.8 73%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
55	DUKUH ATAS	150/20	120	46.7 46%		50.7 50%		56.5 55%		66.4 66%		79.0 77%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
56	DUKUH ATAS 2 Radial dari Manggarai (Max 3 x 120 MVA)	150/20												24.1 24%	120	42.6 42%		61.9 61%		121.9 48%	190	193.5 72%	
57	MANGGARAI	150/20	120	11.6 11%		12.6 12%		13.6 13%		22.7 22%		35.8 35%		86.6 57%	60	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
58	T. RASUNA/PANCORAN Radial Duren Tiga	150/20		8.6 8%		16.8 16%		31.3 31%		71.2 70%		122.1 80%	60	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
59	PANCORAN 2 / PENGADEGAN TMR Pengadegan Tmr (3 x 120 MVA) Radial Cawang Baru	150/20														31.0 20%	180	85.0 56%		121.9 80%		160.3 63%	120
60	GAMBIR BARU	150/20	180	133.5 87%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
61	GAMBIR LAMA	70/20	120	0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%	
62	GIS GAMBIR LAMA	150/20		92.0 60%		94.5 62%		99.0 65%		106.2 69%		122.3 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
63	GIMBR LAMA 2 (Eks 70 kV)	150/20												41.5 27%	180	88.4 56%		143.4 56%	120	204.0 80%		204.0 80%	
64	KEBON SIRIH	150/20	120	82.9 81%		92.9 61%	60	90.0 59%		100.8 66%		112.3 73%		117.4 77%		122.4 80%		122.4 80%		124.6 81%		122.4 80%	
65	KEBON SIRIH 2 / Gambir Lama 3 Inc Gambir Lama - Pulo Mas	150/20																				53.7 35%	180
66	GEDUNG POLA	150/20	180	79.4 52%		86.3 56%		93.7 61%		105.3 69%		119.9 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
67	KARET BARU	150/20	180	118.0 77%		128.2 84%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
68	KARET LAMA	150/20	120	81.7 80%		88.8 87%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
69	SEMANGGI BARAT Inc Mampang - Karet Lama	150/20						24.3 24%	120	44.9 44%		71.3 70%		103.5 68%	60.0	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
70	SEMANGGI BARAT 1 / TANAH ABANG Incomer Karet - Angke	150/20														16.3 16%	120.0	52.7 52%		71.8 35%	120.0	90.8 44%	
71	KELAPA GADING Inc Pegangsaan - Plumpang	150/20	0	7.4 15%	60	12.3 24%		17.6 34%		25.8 51%		45.9 45%	60	68.7 67%		72.6 71%		97.1 63%	60	125.0 82%		122.4 80%	
72	KELAPA GADING 2 / KOJA Radial dari Plumpang	150/20																				31.3 20%	180

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
73	KEMAYORAN	150/20	120	91.9 60%		102.6 67%		108.8 71%		120.5 79%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
74	KEMAYORAN 2 Inc Priok-Plumpang (Taman BMW)	150/20										13.1 13%	120	18.6 18%		24.9 24%		31.1 31%		59.1 23%	180	150.0 59%	
75	MANGGA BESAR	150/20	120	106.1 104%		126.6 83%	60	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
76	MANGGA BESAR 2 / GUNUNG SAHARI Mak 3 x 60 MVA (Radial Kemayoran)	150/20						10.1 10%	120	17.1 17%		33.6 33%		58.7 58%		89.4 58%	60	108.9 71%		122.2 80%		122.4 80%	
77	KETAPANG	150/20	180	120.4 79%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
78	MUARA KARANG	150/20	120	120.9 79%		121.2 79%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
79	KAPUK (PIK) (3 x 120 MVA) Inc Dr Kosambi - M Karang	150/20						8.0 8%	120	10.2 10%		12.9 13%		30.6 30%		49.6 49%		79.8 39%	120	113.5 56%		146.4 48%	120
80	SETIABUDI	150/20	180	110.2 72%		119.7 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
81	TANAH TINGGI Incomer Gbr Lama - PI Mas Mak 5 x 60 MVA	150/20				21.1 21%	120	29.8 29%		43.6 43%		61.0 60%		82.6 81%		75.5 74%		98.4 48%	120	124.4 61%		150.7 74%	
82	BEKASI *)	150/20	240	89.8 44%		97.7 48%		106.0 52%		119.2 58%		135.8 67%		156.2 77%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
83	KANDANG SAPI Max 3 x 60 MVA	150/20	60	54.8 107%		68.8 67%	60	68.9 68%		79.7 78%		103.7 68%	60.0	119.6 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
84	CAKUNG TWONSHIP Inc Muara Tawar-k sapi (4 x 120 MVA)	150/20						2.7 3%	120.0	10.0 10%		15.0 15%		25.0 25%		38.8 38%		66.3 65%		104.6 41%	180.0	148.4 58%	
85	MARUNDA	150/20	180	102.0 67%		110.8 72%		120.2 79%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
86	PEGANGSAAN	150/20	180	89.8 59%		97.6 64%		105.8 69%		118.8 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
87	PLUMPANG	150/20	210	108.8 71%		111.9 73%		114.5 75%		116.9 76%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
88	UPRATING TRAF0 3 GI PLUMPANG Mak 5 x 60 MVA	0		14.8 29%		27.4 54%		38.1 75%		56.7 56%	60.0	77.8 76%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%		81.6 80%	
89	PRIOK TIMUR 1 / HARAPAN INDAH lokasi : Taman Harapan Indah (Radial M Twr)	150/20												18.0 12%	180	41.3 27%		64.7 42%		67.7 44%		73.3 48%	
90	PULO GADUNG	150/20 70/20	300	168.3 66%		173.6 68%		178.8 70%		190.6 75%		204.0 80%		204.0 80%		204.0 80%		204.0 80%		204.0 80%		204.0 80%	

Capacity Balance Dist. Jakarta Raya dan Tangerang

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Capacity	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Total	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)	Peak (MW)	Add. Transf. (MVA)
91	PONDOK KELAPA	150/20	180	129.7 85%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
92	CIPINANG	150/20	120	83.1 81%		90.3 59%	60	93.0 61%		99.1 65%		108.3 71%		119.1 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
93	CIPINANG 2 GI Ex Jatinegara (Inc PI Mas - Manggarai)	150/20														12.9 13%	120	30.7 30%		49.0 48%		67.6 66%	
94	PENGKILINGAN Mak 4 x 60 MVA	150/20	120	37.3 37%		45.0 44%		53.1 52%		65.8 65%		77.3 76%		119.0 58%	120	161.3 79%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
95	PEGILINGAN 2 Radial dari Penggilingan	150/20																38.7 38%	120	67.4 66%		95.2 47%	
96	PULO MAS	150/20	180	79.8 52%		87.6 57%		96.9 63%		108.8 71%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
97	CAWANG + NEW CAWANG	150/20	240	136.5 67%		149.3 73%		162.9 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%		163.2 80%	
98	DUREN TIGA	150/20	120	77.5 76%		86.3 56%	60	93.0 61%		103.9 68%		118.8 78%		131.1 86%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
99	DUREN TIGA 2 / RANGUNAN Inc Cawang - Gandul (3 x 120 MVA)	150/20														21.8 21%	120	34.8 34%		49.8 49%		64.3 63%	
100	GANDARIA	70/20	90	83.0 109%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%		0.0 0%	
101	UPRT GANDARIA	150/20	0			90.2 59%	180	97.8 64%		107.0 70%		118.7 78%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
102	GANDARIA 2 / MEKAR SARI (Pipa Gas) Radial Gandaria	150/20												10.5 10%	120	25.9 25%		41.9 41%		59.80 59%		77.84 38%	
103	JATIRANGON	150/20	180	115.3 75%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
104	JATIRANGON 2 / CIBUBUR Radial Cileungsi 2	150/20						15.8 15%	120	25.0 25%		30.0 29%		39.0 38%		45.6 45%		67.4 66%		91.0 45%	120	113.8 56%	
105	JATIWARINGIN Inc Jatirangon - Pd Klip	150/20				17.5 17%	120.0	20.0 20%		39.6 39%		75.1 74%		81.5 80%		111.7 73%	60	122.4 80%		122.4 80%		122.4 80%	
106	MINIATUR	150/20	120	63.7 62%		69.2 68%		75.1 74%		80.1 79%		86.6 85%		89.5 88%		92.2 90%		94.2 92%		96.5 95%		97.9 96%	
T O T A L			21,060	5,795.4	240	6,319.4	1,740	6,942.5	1,140	7,628.2	480	8,371.7	720	9,170.0	1,440	10,000.3	1,140	10,900.7	1,500	11,860.5	1,620	12,898.2	
KONSUMEN BESAR				223.0		243.8		243.8		243.8		243.8		243.8		243.8		243.8		243.8		243.8	
TOTAL GI				6,018.4		6,563.2		7,186.4		7,872.0		8,615.6		9,413.8		10,244.1		11,144.5		12,104.4		13,142.0	
BEBAN PUNCAK (SCENARIO)				5,276.3		5,753.5		6,298.3		6,890.7		7,535.0		8,228.1		8,948.8		9,728.5		10,559.8		11,456.3	
DIVERSITY				1.14		1.14		1.14		1.14		1.14		1.14		1.14		1.15		1.15		1.15	

Capacity Balance Dist. Jawa Barat dan Banten

849

No.	PUBLIC SUBSTATION	Trafo		2010#)		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Voltage (kV)	Unit	Total (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	
1	BANDUNG UTARA	150/20	3,0	180,0	148,8 1,0		97,3 0,5	60,0	106,5 0,5		117,0 0,6		128,3 0,6		90,6 0,4		48,5 0,2		52,2 26%		56,1 28%		60,3 30%
2	CIGERELENG	150/20	3,0	180,0	161,5 1,1		108,0 0,5	60,0	116,9 0,6		127,1 0,6		138,2 0,7		100,3 0,5		108,1 0,5		116,5 57%		125,6 62%		135,5 66%
3	KIARACONDONG GIS	150/20	3,0	180,0	131,1 0,9		133,7 0,9		99,8 0,7		112,8 0,7		101,9 0,7		64,7 0,4		73,1 0,5		82,1 54%		91,8 60%		102,3 67%
4	UJUNGBERUNG	150/20	3,0	180,0	113,0 0,7		116,8 0,8		122,0 0,8		127,9 0,8		134,2 0,7	60,0	141,2 0,7		148,3 0,7		156,1 77%		164,5 81%		173,6 85%
5	BANDUNG TIMUR	70/20	3,0	90,0	60,8 0,8		63,0 0,8		69,0 0,9		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%
6	BENGKOK/PLTA	70/20	1,0	10,0	3,2 0,4		3,6 0,4		4,1 0,5		4,7 0,6		5,4 0,6		6,1 0,7		0,0 0,0		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%
7	ASAHIMAS	150/20	2,0	120,0	81,7		82,9		84,5		86,3		65,2		65,1		64,9		64,8		64,7		64,7
	ASAHIMAS II	150/20							0,0		0,0		23,2	60,0	25,6		28,0		30,7		33,6		36,8
8	CIKANDE	150/20	1,0	60,0	35,3 0,3	60,0	35,5 0,3		35,8 0,4		36,1 0,4		36,4 0,4		36,8 0,4		37,2 0,4		37,7 37%		38,2 37%		38,7 38%
9	SALIRAINDAH	150/20	2,0	120,0	51,5 0,5		53,3 0,5		55,6 0,5		58,3 0,6		61,3 0,6		64,6 0,6		68,0 0,7		71,8 70%		76,0 74%		80,5 79%
10	SERANG	150/20	3,0	150,0	93,3 0,7		104,0 0,7	60,0	118,6 0,7		135,2 0,8		153,4 0,7	60,0	173,3 0,8		179,2 0,8		167,0 73%		167,2 73%		137,5 60%
11	SURALAYA	150/20	1,0	30,0	6,0 0,2		6,6 0,3		7,5 0,3		8,5 0,3		9,6 0,4		10,9 0,4		12,2 0,5		13,7 54%		15,4 60%		17,2 68%
12	PUNCAK ARDI MULYA	150/20	2,0	120,0	148,2 0,7	60,0	154,9 0,8		163,8 0,8		174,2 0,9		185,7 0,7	60,0	198,6 0,8		162,4 0,6		172,9 68%		184,7 72%		198,0 78%
13	CILEGON BARU	150/20	2,0	120,0	68,2 0,7		74,0 0,7		61,8 0,6		68,7 0,7		76,4 0,7		84,9 0,8		86,0 0,8		78,8 77%		84,6 83%		82,0 80%
14	CILEGON LAMA	150/20	1,0	60,0	31,4 0,6		34,5 0,3	60,0	38,8 0,4		43,6 0,4		49,0 0,5		54,9 0,5		61,1 0,6		67,9 67%		75,4 74%		83,6 82%
15	KOPO	150/20	1,0	60,0	50,1 0,5	60,0	53,2 0,5		57,4 0,6		62,2 0,6		67,5 0,7		73,3 0,7		79,4 0,8		86,1 84%		93,4 61%	60,0	101,5 66%
16	MENES	70/20	2,0	50,0	0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
	Uprate ke 150 kV 1809				0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0%		0%		0%
17	SAKETI	70/20	2,0	60,0	0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
	Uprate ke 150 kV 2010				0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0%		0%		0%
18	RANGKASBITUNG	70/20	2,0	40,0	37,9 1,1		1,4 0,0		3,4 0,1		5,7 0,2		8,1 0,2		10,7 0,3		13,3 0,4		16,1 47%		19,1 56%		22,2 65%
	Uprate ke 150 kV 2011				1,1		0,0		0,1		0,2		0,2		0,3		0,4		47%		56%		65%
19	CIBATU	150/20	1,0	60,0	23,3 0,5		31,9 0,3	60,0	43,5 0,4		45,1 0,4		46,9 0,5		48,8 0,5		50,8 0,5		53,0 52%		55,4 54%		58,0 57%
	FAJAR SURYA																						
20	WISESA	150/20	3,0	120,0	68,7 0,5		74,3 0,6		81,8 0,6		90,3 0,7		99,7 0,8		59,9 0,5		65,7 0,5		72,0 56%		78,9 62%		86,3 68%

Capacity Balance Dist. Jawa Barat dan Banten

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Trafo		2010#)		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Unit	Total (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)
21	GANDA MEKAR	150/20	2,0	120,0	80,8 0,5		83,9 0,5		87,9 0,6		92,6 0,6		97,7 0,6		103,3 0,7		109,1 0,7		115,5 75%		122,4 80%		130,0 85%	
22	JABABEKA	150/20	3,0	180,0	150,1 0,7		159,2 0,8		169,5 0,8		181,3 0,9		194,3 0,8	60,0	208,5 0,8		173,5 0,7		185,0 73%		197,7 78%		211,7 83%	
23	TAMBUN	150/20	3,0	150,0	139,9 0,8		153,4 0,5	120,0	171,7 0,6		192,5 0,7		145,3 0,5		163,1 0,6		181,7 0,6		202,1 72%		224,3 80%		238,7 85%	
24	PONCOL Uprate ke 150 kV 1808	70/20	3,0	90,0	49,8 0,7		28,3 0,4		29,0 0,4		29,9 0,4		30,9 0,4		31,9 0,4		33,1 0,4		34,3 45%		35,6 47%		0,0 0%	
25	PONCOL BARU	150/20	2,0	120,0	75,2 0,7		110,1 0,5	120,0	119,9 0,6		130,9 0,6		143,0 0,7		156,2 0,8		170,1 0,8		185,1 73%	60	201,5 79%		179,5 70%	
26	PONDOK KELAPA	150/20	3,0	180,0	47,9 0,3		53,5 0,3		60,9 0,4		69,4 0,5		78,7 0,5		88,7 0,6		99,2 0,6		110,6 72%		122,9 80%		136,4 89%	
27	BEKASI	150/20	4,0	240,0	200,8 1,0		170,4 0,7	60,0	140,7 0,6		164,0 0,6		134,6 0,5		152,1 0,6		170,5 0,7		191,0 75%		163,7 64%		124,0 49%	
28	CIKARANG	150/20	2,0	120,0	49,2 0,5		49,3 0,5		49,5 0,5		49,6 0,5		49,8 0,5		50,0 0,5		50,2 0,5		50,4 49%		50,7 50%		50,9 50%	
29	BOGORBARU	150/20	3,0	180,0	153,4 0,8	60,0	166,0 0,8		101,0 0,5		111,7 0,5		123,3 0,6		136,0 0,7		149,1 0,7		113,3 56%		123,9 61%		135,4 66%	
30	CIBINONG	150/20	4,0	210,0	172,8 0,8	60,0	177,2 0,6	60,0	148,1 0,5		151,1 0,5		154,4 0,6		157,8 0,6		161,3 0,6		165,0 59%		168,9 60%		173,1 62%	
31	SENTUL	150/20	1,0	60,0	51,3 1,0		52,9 0,5	60,0	55,1 0,5		57,6 0,6		60,3 0,6		63,2 0,6		66,2 0,6		69,5 68%		73,0 72%		76,8 75%	
32	JATIRANGGON	150/20	1,0	60,0	15,1 0,3		15,8 0,3		11,5 0,2		12,1 0,2		12,8 0,3		13,5 0,3		14,2 0,3		14,9 29%		15,8 31%		16,6 33%	
33	CILEUNGSI	70/20	2,0	60,0	35,4 0,7		37,2 0,7		19,6 0,4		20,3 0,4		21,1 0,4		22,1 0,4		23,3 0,5		24,6 48%		26,1 51%		27,9 55%	
34	BUNAR BUNAR BARU (Uprate ke 150 kV)	70/20 150/20	2,0	60,0	39,2		44,1	30,0	50,7		58,2		66,4		0,0 75,5	120,0	84,9 0,7		95,3 62%	60	106,6 70%		118,9 78%	
35	CIAWI Uprate ke 150 kV 2010	70/20	3,0	60,0	65,4 1,3		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%	
36	KEDUNGBADAK Uprate ke 150 kV 1809	70/20	2,0	50,0	53,0 1,2		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%	
37	KRACAK	70/20	2,0	20,0	21,6 1,3		24,5 1,4		10,3 0,6		12,8 0,8		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0,0		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%	
38	CIANJUR	150/20	2,0	120,0	90,0 0,9		101,2 0,7	60,0	116,4 0,8		133,6 0,9		152,2 0,6	120,0	172,5 0,7		193,5 0,8		166,3 65%		186,1 73%		207,7 81%	
39	CIBABAT GIS	150/20	3,0	180,0	145,3 0,9		129,4 0,8		130,8 0,9		129,9 0,8		93,8 0,6		103,9 0,7		114,5 0,7		76,1 50%		84,1 55%		92,8 61%	
40	LAGADAR	150/20	3,0	120,0	82,5 0,5		90,9 0,5	60,0	102,4 0,5		115,3 0,5	60,0	129,5 0,5		145,0 0,5	60,0	161,2 0,5		128,8 42%		143,2 47%		158,9 52%	

Capacity Balance Dist. Jawa Barat dan Banten

851

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Trafo		2010#)		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Unit	Total (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)
41	PADALARANG BARU	150/20	3,0	120,0	94,9	60,0	103,0		113,9	60,0	126,2		139,6		154,1	60,0	169,0		135,1		147,7		161,3	
42	CIBEUREUM	150/20	1,0	60,0	0,5		0,5		0,4		0,5		0,5		0,5		0,6		44%		48%		53%	
43	MANDIRANCAN	150/20	1,0	60,0	50,1		48,4		53,6	60,0	59,5		66,0		73,0		80,3		88,2	60	96,9		106,2	
44	SUNYARAGI	150/20	2,0	120,0	1,0		0,9		0,5		0,6		0,6		0,7		0,8		58%		63%		69%	
45	BABAKAN	150/20	1,0	60,0	28,3		32,7		38,6		45,4		53,1	60,0	61,8		71,1		81,6		93,3	60,0	106,5	
46	UPRATES KE 150 KV 2013	70/20	3,0	40,0	0,6		0,6		0,8		0,9		0,5		0,6		0,7		80%		81%		70%	
47	INDRAMAYU	70/20	3,0	90,0	92,1		102,5	60,0	97,9		107,4		117,7		128,9		140,4	60	152,9		166,4		181,0	60
48	KUNINGAN	70/20	2,0	60,0	0,9		0,7		0,6		0,7		0,8		0,8		0,7		75%		82%		71%	
49	CIMANGGIS	150/20	2,0	120,0	35,7		40,1	30,0	30,4		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
50	DEPOK / RAWADENOK	150/20	1,0	60,0	0,6		0,5		0,4		0,0		0,0		0,0		0,0		0%		0%		0%	
51	SERPONG	150/20	3,0	180,0	28,6		32,2		37,1		42,7		48,8		15,4		18,4		31,7		36,3		41,2	
52	GANDUL	150/20	2,0	120,0	0,6		0,6		0,7		0,8		1,0		0,3		0,4		62%		71%		81%	
53	DEPOK BARU	70/20	3	70	31,2		27,4		31,7		36,7		42,0		47,9		0,0		0,0		0,0		0,0	
54	GANDARIA	70/20	3	90	0,4		0,4		0,4		0,5		0,5		0,6		0,0		0%		0%		0%	
55	G A R U T	150/20	2	90	42,2	30,0	41,3		47,6		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
56	MALANGBONG	70/20	3	60	0,6		0,5		0,6		0,0		0,0		0,0		0,0		0%		0%		0%	
57	PEMEUNGPEUK	70/20	2	20	118,9		126,4		86,6		92,9		99,5		106,5		113,6		121,0		128,9	60	137,3	
58	SUMADRA	70/20	1	20	0,8		0,8		0,6		0,6		0,7		0,7		0,7		79%		63%		67%	
59	DAWUAN	150/20	3	150	58,4		64,6	60,0	72,9		82,2		92,4	60,0	103,6		115,2		127,8		141,6	60	156,6	
60	TEGAL HERANG	150/20	1	60	1,1		0,6		0,7		0,8		0,6		0,7		0,8		84%		69%		77%	
					50,0		55,6		63,3		71,9		81,4		91,7		102,4		114,1		126,8		140,7	
					0,3		0,4		0,4		0,5		0,5		0,6		0,7		75%		83%		92%	
					25,7		28,6		32,4		36,8		41,6		46,9		52,4		58,3		64,8		71,8	
					0,3		0,3		0,3		0,4		0,4		0,5		0,5		57%		64%		70%	
					47,7		51,4		56,5		62,3		62,3		62,3		62,3		62,3		62,3		62,3	
					80%		86%		95%		105%		105%		105%		105%		105%		105%		105%	
					15,7		17,6		20,1		23,0		26,1		29,5		33,1		36,9		41,1		45,6	
					21%		23%		26%		30%		34%		39%		43%		48%		54%		60%	
					73,8		82,9	60	95,4		109,5		124,8	60	141,6		159,0	60	177,8		198,3		195,6	
					96%		81%		75%		86%		70%		79%		69%		77%		86%		85%	
					50,9		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
					100%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%	
					12,3		13,9	30	16,2		18,7		21,5		24,6		27,9		31,4		35,3		39,7	30,0
					72%		41%		38%		44%		51%		72%		66%		74%		83%		58%	
					16,8	30	18,9		21,8		25,2		28,8		32,8	30	36,9		41,4		46,3		51,7	
					39%		45%		51%		59%		68%		77%		84%		91%		98%		105%	
					97,5		103,1		110,5		119,0		128,3		138,4		148,9		160,4	60,0	172,8		186,4	
					55%		58%		62%		67%		72%		78%		83%		90%		97%		104%	
					39,3		43,0		48,1		53,8		60,1		67,0		74,1		81,9		90,3	60,0	99,6	
					39%		42%		47%		53%		59%		66%		73%		80%		87%		94%	

Capacity Balance Dist. Jawa Barat dan Banten

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Trafo		2010#)		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Unit	Total (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)
61	KOSAMBI BARU	150/20	2	120	88,1		96,4	120	107,8		120,6		134,7		150,0		165,9		183,2		202,0		172,6	
62	PERURI	150/20	1	60	86%		47%		53%		59%		66%		74%		81%		90%		99%		85%	
63	TELUKJAMBE	150/20	2	120	27,1		28,2		29,8		31,6		33,5		35,6		37,8		40,2		42,8		45,6	60,0
64	PINAYUNGAN	150/20	3	180	53%		55%		58%		62%		66%		70%		74%		79%		84%		45%	
65	KIARAPAYUNG	150/20	1	30	77,7		81,0	60	85,6		90,7		96,3		102,4		108,7		115,6		123,1		131,2	60,0
66	MALIGI	150/20	1	60	76%		53%		56%		59%		63%		67%		71%		76%		80%		64%	
67	PARUNG MULYA	150/20	1	60	119,0		119,9		121,1		122,5		124,0		125,6		127,3		129,1		131,1		133,2	60,0
68	RENGAS DENGKLOK	70/20	3	70	78%		79%		82%		80%		81%		82%		83%		84%		86%		65%	
69	CIKASUNGKA	150/20	2	120	16,9		17,4		18,0		18,7		19,4		20,3		21,1		22,1	60	23,1		24,2	
70	BANDUNG SELATAN	150/20	3	180	66%		68%		71%		73%		76%		80%		83%		29%		30%		32%	
71	PANYADAP	150/20	2	120	35,6		37,4		39,9		42,7		45,7	60	49,1		52,5		56,3		60,3		64,8	
72	PANASIA	150/20	1	60	70%		73%		78%		84%		45%		48%		51%		55%		59%		63%	
73	KAMOJANG	150/21	1	30	25,3		25,7		26,2		26,7		27,3		28,0		28,7		29,4		30,3		31,1	
74	MAJALAYA	70/20	2	50	50%		50%		51%		52%		54%		55%		56%		58%		59%		61%	
75	SANTOSA	70/20	1	20	39,7		44,7		51,5		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
76	SUKAMANDI	150/20	1	60	67%		75%		87%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%	
77	CIRATA BARU	150/20	1	20	88,7		98,0	60	110,5		124,7		140,3	60	157,4		175,3		194,9		166,2		172,9	
78	CIKUMPAY	150/20	2	120	87%		64%		72%		81%		69%		77%		86%		96%		81%		85%	
79	PABUARAN	150/20	1	60	104,1		115,3		130,5	60	147,9		117,0		132,8		149,4		167,5		167,4		167,4	
80	SUBANG	70/20	2	60	68%		75%		64%		72%		57%		65%		73%		82%		82%		82%	
					82,9		90,4		100,6		112,1		124,8		138,7		153,1	60	168,8		186,0		154,7	
					54%		59%		66%		73%		82%		91%		75%		83%		91%		76%	
					39,0		42,0		46,0		13,8		15,1		16,5		17,9		19,6		21,3		23,3	
					76%		82%		90%		27%		30%		32%		35%		38%		42%		46%	
					15,1		16,9		19,4	30	22,2		25,2		28,5		31,9		35,6		39,6		43,9	
					59%		66%		38%		43%		49%		56%		63%		70%		78%		86%	
					41,2		45,0		50,2		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	
					97%		106%		118%		0%		0%		0%		0%		0%		0%		0%	
					18,2		20,5		23,6	30	27,1		31,0		35,2	30	39,5		44,3		49,4		55,1	
					107%		121%		56%		64%		73%		52%		58%		65%		73%		81%	
					51,0	60	57,1		65,3		74,8	60	85,1		96,5		108,4		121,5		135,7	60	151,4	
					50%		56%		64%		49%		56%		63%		71%		79%		67%		74%	
					18,3		20,5		23,3		26,6		30,2		34,2		38,4		43,0		48,0	30	53,5	
					108%		120%		137%		157%		178%		201%		226%		253%		113%		126%	
					113,7		124,6	60	139,4		106,2		119,2		133,3		148,0		163,8		180,9		199,5	
					112%		81%		91%		69%		78%		87%		97%		107%		118%		130%	
					47,7		51,7		57,3	60	63,5		70,3		77,6		85,3	60	93,5		102,5		112,2	
					93%		101%		56%		62%		69%		76%		56%		61%		67%		73%	
					45,0		50,6		58,1	30	16,7		21,0		25,8		30,7		36,2		42,2		48,8	
					88%		99%		76%		22%		27%		34%		40%		47%		55%		64%	

Capacity Balance Dist. Jawa Barat dan Banten

853

No.	PUBLIC SUBSTATION	Voltage (kV)	Trafo		2010#)		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Unit	Total (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)	Peak (MW)	Add. Cap. (MVA)
81	PURWAKARTA	70/20	1	20	18,4 108%		20,2 119%		2,5 15%		3,1 18%		3,7 22%		4,5 26%		5,2 31%		6,0 36%		6,9 16%	30	7,9 19%	
82	CIBADAK BARU	150/20	2	120	80,9 79%		88,2 58%	60	98,1 64%		59,4 39%		66,5 43%		74,2 49%		82,3 54%		91,0 59%		100,5 66%		110,8 72%	
83	PELABUHAN RATU	70/20	2	40	32,3 95%		36,1 106%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%	
84	LEMBURSITU	70/20	3	80	80,3 118%		88,4 130%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%		0,0 0%	
85	RANCAEKEK	150/20	3	180	141,3 92%		142,7 70%	60	144,5 71%		116,6 57%		115,8 57%		114,8 56%		113,9 56%		112,8 55%		111,6 55%		110,3 54%	
86	SUMEDANG	70/20	3	50	29,8 70%		33,5 79%		38,5 50%	60	44,1 47%		50,2 54%		31,9 34%		36,4 39%		41,3 44%		46,5 50%		52,2 56%	
87	KADIPATEN	70/20	3	90	66,7 87%		67,6 88%		76,7 100%		32,0 42%		37,6 49%		43,6 57%		49,9 65%		56,7 74%		28,0 37%		32,7 43%	
88	PARAKAN	70/20	1	10	9,5		10,7		12,4	30	14,3		16,4		18,7		21,1		23,8		0,0		0,0	
89	(Gl. Tidak operasi 2018) TASIKMALAYA	150/20	3	105	86,6 97%		87,3 98%		100,0 78%	60	114,5 69%	60	130,3 68%		147,4 77%		155,2 81%		158,6 83%		107,1 56%		120,6 63%	
90	NEW TASIK	150/20	1	30	17,8 70%		17,0 67%		19,7 26%	60	22,7 30%		26,0 34%		29,6 39%		33,3 44%		37,3 49%		111,7 63%	120	123,1 69%	
91	CIAMIS	150/20	2	90	49,6 65%		49,8 65%		57,8 45%	60	66,8 52%		76,8 60%		87,7 69%		99,0 78%		111,4 62%	60	124,9 70%		139,7 78%	
92	BANJAR	150/20	2	90	44,5 58%		50,0 65%		57,5 45%	60	66,0 52%		75,2 59%		85,4 67%		95,9 75%		107,4 84%		119,9 94%		133,6 75%	60,0
93	PANGANDARAN	70/20	2	30	22,8 89%		25,7 50%	30	29,7 58%		34,2 67%		39,1 77%		44,5 58%	30	50,1 74%		31,2 41%		35,5 46%		40,2 53%	

Capacity Balance Dist. Jawa Tengah dan DIY

No.	Gardu Induk	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
854	1 TAMBAK LOROK PLTU	71,4	60	82,9		90,9		99,5		108,9	60	119,3		130,1		109,8		120,73		93,1	
		58%		67%		73%		80%		73%		80%		87%		73%		81%		62%	
	2 KRAPYAK	33,9		39,5		43,5		47,8		52,5		57,7		63,2		70,2		70,5		84,9	60
		36%		42%		46%		51%		56%		62%		68%		75%		75%		67%	
	3 PANDEAN LAMPER 31.5 MVA rusak diganti 16 MVA eks Klaten	70,5		81,3		88,6		96,4		104,9	60,0	114,3		123,8		101,9		111,42		120,7	
		61%		70%		77%		83%		69%		75%		81%		67%		73%		79%	
	4 SRONDOL	29,7		33,7		36,1		38,7		41,4		44,4		47,3	60	51,2		55,12		58,8	
		55%		63%		67%		72%		77%		83%		64%		69%		74%		79%	
	5 WELERI	18,2		20,7		22,3		24,0		25,8		27,8		29,8		32,4		34,9	60,0	37,4	0,0
		47%		53%		57%		61%		66%		71%		76%		83%		46%		49%	
	6 KALIWUNGU	41,8	60	48,6		53,4		58,5		64,2		70,5		77,0		85,4		99,1	60,0	102,7	
		41%		48%		52%		57%		63%		69%		75%		84%		65%		67%	
	7 PURWODADI	53,7		60,9	60	65,3		70,0		74,9		80,3	60	85,6		92,7		99,69		106,3	60
		79%		65%		70%		75%		80%		67%		72%		78%		84%		69%	
	8 KEDUNGOMBO PLTA	1,1		1,2	16	1,3		1,4		1,54		1,65		1,76		1,9		2,05		2,2	
		20%		9%		10%		11%		11%		12%		13%		14%		15%		16%	
	9 KALISARI	61,0		70,9		77,9	60	85,4		93,6		102,7		112,1		124,2		136,84	60	149,4	
		60%		70%		76%		56%		61%		67%		73%		81%		67%		73%	
	10 SAYUNG	67,2		77,3	60	84,1		91,3		99,1		107,7	0	116,5	60	127,9		139,46	60	150,8	
		66%		61%		66%		72%		78%		84%		76%		84%		68%		74%	
	11 SIMPANG LIMA	45,1		52,6	60,0	58,0		63,9		70,3		77,5		84,9		94,5	60	104,53		114,6	
		88%		52%		57%		63%		69%		76%		83%		62%		68%		75%	
	12 RANDU GARUT	35,0		40,7		44,7	60	49,0		53,7		58,9		64,3		71,3		85,51		85,7	60
		69%		80%		44%		48%		53%		58%		63%		70%		84%		56%	
	13 PUDAK PAYUNG	27,4		31,0		33,3		35,7		38,2		40,9		43,6	60	47,2		50,80		54,2	
		54%		61%		65%		70%		75%		80%		43%		46%		50%		53%	
	14 BUKIT SMG BARU 2008	16,25		18,94		20,84		22,91		25,18		27,69		30,31		33,68		37,19		40,70	
		32%		37%		41%		45%		49%		54%		59%		66%		73%		80%	
	15 MRANGGEN 2008	21,4		24,2		26,0		27,8		29,8		31,9		34,1		36,9		39,67		42,3	
		42%		48%		51%		55%		58%		63%		67%		72%		78%		83%	
	16 KUDUS	80,0		91,2		98,2	60	105,6		113,5		122,1		106,7		116,0		125,35		134,2	
		63%		72%		55%		59%		64%		68%		60%		65%		70%		75%	
	17 PATI	73,4	60	83,9		90,6		97,7		105,4	0	113,8	60	122,2		133,2		144,34		124,3	
		58%		66%		71%		77%		83%		74%		80%		87%		94%		81%	
	18 REMBANG	50,6		58,8		64,6	60	70,8		77,6		85,2		93,0		103,1		113,52	60	124,0	0
		66%		77%		84%		56%		61%		67%		73%		81%		74%		81%	
	19 BLORA	21,8		25,5	60	28,1		30,9		34,0		37,5		41,1		45,7		50,57		55,4	
		80%		39%		43%		48%		53%		58%		64%		71%		78%		86%	
	20 CEPU	20,0		23,2		25,4	60	27,8		30,4		33,3		36,3		40,2		44,19		48,2	
		65%		76%		37%		41%		45%		49%		53%		59%		65%		71%	

Capacity Balance Dist. Jawa Tengah dan DIY

855

No.	Gardu Induk	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	TAMBAK LOROK PLTU	71,4	60	82,9		90,9		99,5		108,9	60	119,3		130,1		109,8		120,73		93,1	
		58%		67%		73%		80%		73%		80%		87%		73%		81%		62%	
2	KRAPYAK	33,9		39,5		43,5		47,8		52,5		57,7		63,2		70,2		70,5		84,9	60
		36%		42%		46%		51%		56%		62%		68%		75%		75%		67%	
3	PANDEAN LAMPER 31.5 MVA rusak diganti 16 MVA eks Klaten	70,5		81,3		88,6		96,4		104,9	60,0	114,3		123,8		101,9		111,42		120,7	
		61%		70%		77%		83%		69%		75%		81%		67%		73%		79%	
4	SRONDOL	29,7		33,7		36,1		38,7		41,4		44,4		47,3	60	51,2		55,12		58,8	
		55%		63%		67%		72%		77%		83%		64%		69%		74%		79%	
5	WELERI	18,2		20,7		22,3		24,0		25,8		27,8		29,8		32,4	60,0	34,9		37,4	0,0
		47%		53%		57%		61%		66%		71%		76%		83%		46%		49%	
6	KALIWUNGU	41,8	60	48,6		53,4		58,5		64,2		70,5		77,0		85,4		99,1	60,0	102,7	
		41%		48%		52%		57%		63%		69%		75%		84%		65%		67%	
7	PURWODADI	53,7		60,9	60	65,3		70,0		74,9		80,3	60	85,6		92,7		99,69		106,3	60
		79%		65%		70%		75%		80%		67%		72%		78%		84%		69%	
8	KEDUNGOMBO PLTA	1,1		1,2	16	1,3		1,4		1,54		1,65		1,76		1,9		2,05		2,2	
		20%		9%		10%		11%		11%		12%		13%		14%		15%		16%	
9	KALISARI	61,0		70,9		77,9		85,4	60	93,6		102,7		112,1		124,2		136,84	60	149,4	
		60%		70%		76%		56%		61%		67%		73%		81%		67%		73%	
10	SAYUNG	67,2		77,3	60	84,1		91,3		99,1		107,7	0	116,5	60	127,9		139,46	60	150,8	
		66%		61%		66%		72%		78%		84%		76%		84%		68%		74%	
11	SIMPANG LIMA	45,1		52,6	60,0	58,0		63,9		70,3		77,5		84,9		94,5	60	104,53		114,6	
		88%		52%		57%		63%		69%		76%		83%		62%		68%		75%	
12	RANDU GARUT	35,0		40,7		44,7	60	49,0		53,7		58,9		64,3		71,3		85,51		85,7	60
		69%		80%		44%		48%		53%		58%		63%		70%		84%		56%	
13	PUDAK PAYUNG	27,4		31,0		33,3		35,7		38,2		40,9		43,6	60	47,2		50,80		54,2	
		54%		61%		65%		70%		75%		80%		43%		46%		50%		53%	
14	BUKIT SMG BARU 2008	16,25		18,94		20,84		22,91		25,18		27,69		30,31		33,68		37,19		40,70	
		32%		37%		41%		45%		49%		54%		59%		66%		73%		80%	
15	MRANGGEN 2008	21,4		24,2		26,0		27,8		29,8		31,9		34,1		36,9		39,67		42,3	
		42%		48%		51%		55%		58%		63%		67%		72%		78%		83%	
16	KUDUS	80,0		91,2		98,2	60	105,6		113,5		122,1		106,7		116,0		125,35		134,2	
		63%		72%		55%		59%		64%		68%		60%		65%		70%		75%	
17	PATI	73,4	60	83,9		90,6		97,7		105,4	0	113,8	60	122,2		133,2		144,34		124,3	
		58%		66%		71%		77%		83%		74%		80%		87%		94%		81%	
18	REMBANG	50,6		58,8		64,6	60	70,8		77,6		85,2		93,0		103,1		113,52	60	124,0	0
		66%		77%		84%		56%		61%		67%		73%		81%		74%		81%	
19	BLORA	21,8		25,5	60	28,1		30,9		34,0		37,5		41,1		45,7		50,57		55,4	
		80%		39%		43%		48%		53%		58%		64%		71%		78%		86%	
20	CEPU	20,0		23,2		25,4	60	27,8		30,4		33,3		36,3		40,2		44,19		48,2	
		65%		76%		37%		41%		45%		49%		53%		59%		65%		71%	

Capacity Balance Dist. Jawa Tengah dan DIY

No.	Gardu Induk	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
21	JEPARA	72,2 71% 6,4%		76,8 75%		81,7 80%		87,0 68%	60	92,5 73%		98,5 77%		104,8 82%		106,5 84%		108,29 85%		105,2 83%	
22	JEKULO	29,6 32%	60	33,4 36%		35,6 38%		37,9 40%		40,3 43%		42,9 46%		45,4 49%		48,9 52%		52,26 56%		55,4 59%	
23	TJ. JATI 2011	0,0		24,1 47%	60	25,8 51%		27,6 54%		29,6 58%		31,7 62%		33,8 66%		31,6 62%		44,35 87%		52,0 51%	60
24	UNGARAN	57,4 90%		73,2 72%	60	53,0 52%		58,2 57%		63,9 63%		70,2 69%		76,8 75%		85,3 84%		94,08 61%	60	102,9 67%	
25	BERINGIN	56,4 55%	60	65,2 64%		71,1 70%		77,5 76%		84,4 83%		92,1 80%	60	99,9 72%		110,1 79%		120,52 79%		130,8 85%	
26	BAWEN	38,8 91%		38,8 91%		70,1 75%	60	76,9 82%		84,4 58%	60	92,7 64%		101,3 70%		112,4 78%		123,96 86%		135,5 76%	60
27	PALUR	101,5 66%		93,5 61%		102,2 67%		111,7 73%		100,5 66%		109,8 72%		119,4 78%		97,6 70%		107,06 70%		116,4 76%	
28	JAJAR	78,1 68%		69,9 60%		75,5 65%		81,5 70%		87,9 76%		94,9 62%	60	102,0 67%		109,1 71%		116,75 76%		124,9 82%	
29	WONOGIRI PLTA	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		-		0,00	
30	SRAGEN	59,9 64%		69,3 74%		75,8 81%		82,8 46%	120	83,4 47%		91,2 51%		99,2 56%		109,5 72%		120,16 79%		130,7 73%	60
31	WONOSARI	42,9 63%		50,0 74%		55,2 81%		60,7 51%	60	66,8 56%		73,6 62%		80,6 68%		89,7 59%	60	99,22 65%		108,8 71%	
32	WONOGIRI	57,3 75%		66,9 87%		54,6 71%		60,1 79%		66,1 86%		72,8 57%	60	79,8 63%		93,8 74%		108,23 85%		107,7 60%	60
33	MANGKUNEGARAN	46,2 45%		53,9 53%		59,5 58%		65,4 64%		72,0 71%		56,6 55%		62,0 61%		69,0 68%		76,3 75%		83,6 82%	
34	GROGOL (SOLO BARU)	33,6 66%		38,4 75%		41,5 41%	60	44,8 44%		69,8 68%		86,1 84%		90,4 89%		97,0 95%		98,6 97%		133,9 88%	60
35	MASARAN 2008	28,45 56%		32,94 65%		36,03 71%		39,35 77%		50,13 49%	60	54,8 54%		69,6 68%		80,8 79%		97,2 95%		123,5 81%	60,0
36	KENTUNGAN	80,2 105%		91,9 72%	60	99,5 78%		107,5 84%		116,1 91%		102,8 81%		110,7 87%		120,9 79%	60,0	131,28 86%		112,4 73%	
37	BANTUL	77,6 76%		89,4 58%	60	97,3 64%		105,8 69%		115,0 75%		125,1 82%		105,0 69%		115,4 75%		107,74 70%		116,6 76%	
38	GODEAN	29,2 57%		33,8 66%		36,9 72%		40,2 79%		43,8 43%	60	47,7 47%		51,8 51%		57,1 56%		62,49 61%		67,8 66%	
39	WATES	24,9 64%		28,8 74%		31,4 80%		34,3 45%	60	37,3 49%		40,7 53%		44,2 58%		48,7 64%		53,29 70%		57,8 76%	
40	MEDARI	21,7 43%		24,9 49%		26,9 53%		29,1 57%		31,5 62%		34,0 67%		36,6 72%		40,0 78%		43,42 85%		46,7 61%	30

Capacity Balance Dist. Jawa Tengah dan DIY

No.	Gardu Induk	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
41	GEJAYAN	69,1		79,1		85,7		65,5		70,8		76,6		82,4		80,0		82,75		85,2	
		68%		78%		84%		64%		69%		75%		81%		78%		81%		84%	
42	WIROBRAJAN	28,2		32,5		35,4		38,4		41,8		45,5	60	49,2		64,1		74,0		83,9	
		55%		64%		69%		75%		82%		45%		48%		63%		73%		82%	
43	SEMANU	38,6		44,2		47,8	60	51,7		55,8		60,4		65,0		61,0		62,05		82,9	60
		76%		87%		47%		51%		55%		59%		64%		60%		61%		65%	
44	SANGGRAHAN	66,3		76,1		82,5	60	89,3		96,7		104,8		112,9		123,6		107,07		115,4	200
		65%		75%		65%		70%		76%		82%		89%		97%		84%		91%	
45	PURWOREJO	40,0		47,3	60	52,9		59,1		65,9		66,1		73,5	60	83,0		93,07		103,5	
		94%		62%		69%		77%		86%		86%		88%		65%		73%		81%	
46	SECANG	29,5		33,7		36,3	60	39,1		42,2		45,5		48,8		53,1		57,52		61,7	
		75%		86%		47%		51%		55%		59%		64%		69%		75%		81%	
47	TEMANGGUNG	23,3		26,6	30	28,7		30,9		33,3		35,9		38,5		42,0		45,41	60	48,7	
		91%		52%		56%		61%		65%		70%		76%		82%		59%		64%	
48	KLATEN	45,2	60	52,0		56,5		61,3		66,5		72,2		78,0		85,6	60,0	93,29		100,8	
	Pindah ke Pd Lamper (16 MVA)	44%		51%		55%		60%		65%		71%		76%		67%		73%		79%	
49	MOJOSONGO	41,8		48,5	60	53,1		58,1		63,6		69,6	60	75,9		83,9		92,26		100,5	
		82%		63%		69%		76%		83%		55%		60%		66%		72%		79%	
50	BANYUDONO	48,0		55,8		61,2	60	67,0		73,3		80,3		87,6		97,0		106,64		116,3	60
		71%		82%		51%		56%		62%		67%		74%		81%		90%		76%	
51	PEDAN	39,1		46,2		51,6		57,5		64,0		71,4		79,3		89,3	60,0	99,98		111,0	
		38%		45%		51%		56%		63%		70%		78%		58%		65%		73%	
		174,13		202,42		222,31		243,82		267,40		293,57		293,57							
52	KALIBAKAL	62,1		72,3		79,4		87,1		95,6		105,0	60	114,7		127,2	60,0	85,47		93,4	
		52%		61%		67%		73%		80%		69%		75%		62%		42%		46%	
	PURBALINGGA																				
53	2008	33,64		39,18		43,11		47,37	60	52,04		57,23		62,61		69,56		95,03		103,98	60
		66%		77%		85%		46%		51%		56%		61%		68%		93%		68%	
54	WONOSOBO	31,6		36,8		40,5		44,4		48,8		53,7		58,8		65,3		72,05	60	78,8	
		41%		48%		53%		58%		64%		70%		77%		85%		71%		77%	
55	RAWALO	33,8	60	39,7		44,0		48,7		53,9		59,7		65,8		73,6	60,0	81,86		90,2	60
		44%		52%		57%		64%		70%		78%		86%		72%		80%		59%	
56	MRICA PLTA	40,7		34,1		37,6		41,3	60	45,3		49,8		54,5		60,6		66,85		73,1	
		80%		67%		74%		40%		44%		49%		53%		59%		66%		72%	
57	GARUNG PLTA DIENG	0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,00		0,0		-		0,0	
58	2006	10,83	30	12,61		13,88		15,25		16,75		18,42		20,16		22,39		24,72		27,04	
		28%		32%		35%		39%		43%		47%		52%		57%		63%		69%	
58	KEBASEN	70,69		81,97		76,19		83,34		91,15		99,78		108,68		120,20	60,00	132,08		143,87	
		52%		60%		56%		61%		67%		73%		80%		71%		78%		85%	
60	PEMALANG	37,62		42,38		45,09		47,91		50,90		54,13		57,27		61,52		65,67		69,49	
		30%		33%		35%		38%		40%		42%		45%		48%		52%		54%	

Capacity Balance Dist. Jawa Tengah dan DIY

No.	Gardu Induk	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo	Peak Load	Add Trafo
		(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
61	BUMIAYU	20,90		23,52		25,00		26,54		28,16		29,92		31,62		33,94		36,19		38,26	
		41%		46%		49%		52%		55%		59%		62%		67%		71%		75%	
62	BREBES	57,37		65,33	60	70,28		75,49	60	81,09		87,17		93,24		91,27		94,28		96,90	
		135%		96%		103%		63%		68%		73%		78%		77%		79%		81%	
63	PEKALONGAN	79,28	60	89,48		95,40		74,54		79,34		84,54		89,63		96,48		103,19		90,15	
		52%		58%		62%		49%		52%		55%		59%		63%		67%		59%	
64	BATANG	51,73		60,13	60	66,03		72,39		79,36		87,08		95,08	60	105,40		101,10		126,76	60
		99%		58%		64%		70%		77%		84%		74%		82%		99%		83%	
65	LOMANIS	33,03		38,25	60	41,85		45,73		49,95		54,62		59,42		65,64		72,04	60	78,38	
		78%		50%		55%		60%		65%		71%		78%		86%		71%		77%	
66	GOMBONG	39,84		46,32	60	50,88		55,81		61,21		67,20		73,40		81,40	60	89,70		97,97	
		94%		50%		54%		60%		65%		72%		78%		64%		70%		77%	
67	MAJENANG	38,20		44,27	30	48,47		52,99		57,92		63,37	60	68,98		76,25		83,74		91,17	60
		90%		65%		71%		78%		85%		62%		68%		75%		82%		72%	
68	WADASLINTANG	4,26		4,96		5,46		6,00		6,59		7,25		7,93		8,81		9,72		10,64	
	yg 6.3 MVA diganti																				
	16 MVA	31%		36%		40%		44%		48%		53%		58%		65%		71%		78%	
69	KEBUMEN	32,71		38,10	30	41,92		46,06		50,60		55,63		60,87		67,62	60	75,14		82,78	
	Masih pakai trby																				
	mobil eks wonogiri																				
	(05)	64%		50%		55%		60%		66%		73%		80%		66%		74%		81%	
	SEMEN																				
70	NUSANTARA	25,06		29,02		31,75		34,69		37,89		41,43		45,08	30	49,79		54,65		59,46	
		49%		57%		62%		68%		74%		81%		59%		65%		71%		78%	

Capacity Balance Dist. Jawa Timur

859

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Trafo	MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA	Peak Load	Add Trafo MVA
			TOTAL		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW		MW	
			MVA	MW																				
1	Krembangan	150/20	100	85	60,43		66,47		78,47	60	82,44		91,79		87,11		97,14		108,04		99,83		123,69	60
					71%		78%		58%		61%		67%		64%		71%		79%		73%		66%	
2	Ujung Baru	150/20	60	51	29,26		32,18		38,00		39,92		44,45		49,44	120	55,13		61,32		68,01		74,05	
					57%		63%		75%		78%		87%		48%		54%		60%		67%		73%	
3	Tandes	150/20	160	136	95,50		105,04		124,01		130,28		145,06		141,36		147,64		144,21		159,95		154,15	
					51%		56%		66%		70%		78%		76%		79%		77%		86%		82%	
4	New Tandes (Sambikerep)	150/20		0											20,00	120	32,30		55,93		62,03		87,54	
															20%		32%		55%		61%		86%	
5	Kenjeran	150/20	100	85	55,36		60,89		71,89		75,52		84,09	60	93,54		104,31		96,01		106,50		115,94	60
					65%		72%		85%		89%		62%		69%		77%		71%		78%		62%	
6	Sawahan	150/20	100	85	63,70		70,07		82,72		86,90		96,77		107,64		120,03	60	133,50		148,08		141,22	
					50%		55%		65%		68%		76%		84%		67%		75%		83%		79%	
7	Simpang	150/20	100	85	53,99		59,39		70,12		73,66		62,02		68,99		56,93		63,32		60,23		65,58	
					64%		70%		82%		87%		73%		81%		67%		74%		71%		77%	
8	New Simpang	7,50																						
9	Kupang	150/20	60	51	34,22		37,64		44,44		46,69	60	51,99		57,83		64,49		71,72		79,55	60	91,61	
					67%		74%		87%		46%		51%		57%		63%		70%		52%		60%	
10	New Kupang																							
11	Gembong	150/20	0	0									20,00	120	22,25		24,81		27,59		50,61		55,10	
													20%		22%		24%		27%		50%		54%	
12	Undaan / Surabaya Kota	150/20	60	51	25,50		28,04		33,11		34,78		38,73		43,08		68,04	60	75,68		93,94	60	102,28	
					50%		55%		65%		68%		76%		84%		67%		74%		61%		67%	
13	Altaprima	150/20	30	26	22,66		24,92		29,43		30,91		34,42		38,29		42,70		47,49	60	52,68		57,35	
					44%		49%		58%		61%		67%		75%		84%		62%		69%		75%	
14	Kedinding	150/20													15,00	120	16,73		38,60		42,82		46,62	
															15%		16%		38%		42%		46%	
15	PLTU PERAK	150/20			12,00		12,00		12,00		12,00		12,00		12,00		12,00		12,00		12,00		12,00	
					47%		47%		47%		47%		47%		47%		47%		47%		47%		47%	
16	Ngagel	150/20	80	68	25,75		28,43		33,62		35,36		39,42		43,88		48,96		54,47		60,42		65,78	60
					38%		42%		49%		52%		58%		65%		72%		80%		89%		64%	
17	Karangpilang	150/20	100	85	54,77		59,61		69,19		71,34		77,83	60	84,66		92,15		99,83		107,62		113,81	
					64%		70%		81%		84%		84%		62%		68%		73%		79%		84%	
18	Waru	150/20	230	196	86,62		94,27		109,42		92,83		101,27		110,16		119,90		129,89		140,03		148,08	
					39%		43%		50%		42%		46%		50%		54%		59%		63%		67%	
19	Simogunung	150/20									20,00	120	22,29		24,82		47,69		53,06		58,85		64,07	
											20%		22%		24%		47%		52%		58%		63%	
20	Darmo Grande	150/20	110	94	60,73		66,09		76,71		79,10		86,30	60	93,87		82,17		89,02		95,97		101,48	
					65%		71%		82%		85%		60%		65%		57%		62%		66%		70%	

098

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			TOTAL		Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add
			MVA	MW	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA	Load MW	Trafo MVA
20a	New DarmoGrande																20,00	120	21,67		43,36		45,85	
21	Sukolilo	150/20	170	145	62,93 44%		69,46 48%		67,14 46%		70,63 49%		78,73 54%		107,64 74%		120,11 83%		133,62 68%	60	148,22 76%		161,36 83%	
21a	New Sukolilo																							
22	Rungkut	150/20	260	221	138,27 63%		132,63 60%		156,84 71%		164,99 75%		163,91 74%		163,30 74%		157,74 71%		170,88 77%		164,23 74%		173,66 79%	
23	Wonokromo	150/20	120	102	68,13 67%		75,20 74%		88,93 87%		93,55 61%	60	104,28 68%		96,09 63%		107,21 70%		119,27 78%		132,30 86%		144,04 71%	60
24	Driyorejo	150/20	110	94	77,04 53%		83,84 58%		82,31 57%		84,88 59%		92,60 64%		100,72 70%		109,63 76%		98,77 68%		106,48 74%		112,60 78%	
25	Babadan	150/20	100	85	51,92 38%		56,50 42%		65,58 48%		67,62 50%		73,77 54%		95,25 70%		103,67 76%		112,31 83%		121,08 89%		128,03 68%	60
26	Krian	150/20	120	102	54,31 53%		59,11 58%		68,61 67%		70,75 69%		77,18 76%		83,95 82%		91,38 90%		98,99 65%	60	106,72 70%		112,86 74%	
27	Sby. Selatan (Wonorejo) *)	150/20	60	51	24,11 47%		46,62 46%	60	55,13 54%		57,99 57%		84,64 83%		94,23 62%	60	105,13 69%		116,96 76%		119,74 78%		130,36 85%	
28	Kalisari	150/20		0					15,00 29%	60	15,78 31%		17,59 34%		19,58 38%		21,85 43%		24,31 48%		36,96 72%		40,24 79%	
29	Bambe	150/20							15,00 29%	60	15,78 31%		17,59 34%		19,58 38%		21,85 43%		44,31 87%		49,15 48%	60	53,51 52%	
30	Kebonagung	150/20	90	77	47,22 62%		52,12 68%		61,75 81%		65,11 85%		72,76 57%	60	81,23 64%		90,91 71%		101,48 80%		112,98 89%		123,39 69%	60
31	Blimbing	70/20	60	51	39,66 78%		43,78 86%		51,87 76%	30	44,69 66%		49,94 73%		25,75 38%		28,82 42%		32,18 47%		35,82 53%		39,12 58%	
32	Blimbing II	150/20													30,00 29%	120	33,58 33%		37,48 37%		41,73 41%		45,57 45%	
33	Polehan	70/20	50	43	30,88 73%		34,08 80%		40,38 59%	30	42,58 63%		47,58 70%		53,11 78%		59,45 87%							
33a	New Polehan	150/20																	66,36 65%	120	73,88 72%		80,69 79%	
34	Pakis / Malang Timur	150/20	30	26	21,35 84%		23,57 31%	60	27,92 37%		29,44 38%		32,90 43%		36,73 48%		41,11 54%		45,89 60%		51,09 67%		55,79 73%	
35	Sengkaling	150/20	60	51	35,17 69%		38,83 76%		46,00 60%	60	48,50 63%		54,20 71%		60,51 79%		67,72 89%		75,60 74%	60	84,16 83%		91,92 60%	60
36	Lawang	150/20	60	51	28,47 56%		31,42 62%		37,23 73%		39,25 77%		43,87 86%		48,97 64%	60	54,81 72%		61,18 80%		68,11 89%		74,39 73%	60
37	Karangkates	70/20	20	17	11,55 68%		12,75 75%		15,11 89%		15,93 62%	30	17,80 70%				24,87 49%	60	27,84 55%		34,59 68%		37,78 74%	
37a	New Karang kates																							
38	Turen	70/20	50	43	33,45 79%		36,92 87%		43,75 64%	30	46,12 68%		51,54 76%		52,54 77%		58,66 86%							
38a	Turen II	150/20																	65,48 64%	120	73,28 72%		80,04 78%	
39	PLTA Sengguruh	70/20	30	26	17,84 70%		17,84 70%		17,84 35%	30	17,84 35%		17,84 35%		17,84 35%		17,84 35%		17,84 35%		17,84 35%		17,84 35%	
40	PLTA Selorejo	70/20	6	5	3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%		3,30 65%	

Capacity Balance Dist. Jawa Timur

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Trafo MVA		Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA
			MVA	MW																				
41	Gondang Wetan	150/20	90	77	47,16 62%		56,22 73%		65,26 85%		67,33 66%	60	73,52 72%		80,02 78%		87,20 85%		94,70 62%	60	102,38 67%		108,58 71%	
42	Bangil	150/20	40	34	28,74 85%		31,22 46%	60	36,24 53%		37,39 55%		40,82 60%		44,43 65%		48,42 71%		52,58 77%		56,85 84%		60,29 89%	
43	Bulukandang	150/20	60	51	32,00 63%		34,76 68%		40,35 79%		41,63 82%		45,45 89%		49,47 65%	60	53,91 70%		58,55 77%		63,30 83%		67,13 88%	
44	Bumi Cokro	150/20	70	60	51,28 55%		55,69 60%		64,65 69%		66,70 71%		72,83 78%		79,27 85%		86,38 60%	60	93,82 65%		101,42 70%		107,57 74%	
45	PIER	150/20	50	43	19,91 47%		21,62 51%		25,10 59%		25,89 61%		28,27 67%		30,77 72%		33,53 79%		36,42 86%		39,37 42%	60	41,75 45%	
46	Pandaan	70/20	80	68	52,45 77%		56,96 84%		66,13 97%															
46a	New Pandaan										68,23 67%	120	70,39 69%		76,60 75%		73,48 72%		75,81 74%		78,21 77%		80,69 79%	
47	Grati	150/20	60	51	9,81 19%		10,65 21%		12,37 24%		12,76 25%		13,93 27%		15,16 30%		16,53 32%		17,95 35%		19,40 38%		20,58 40%	
48	Probolinggo	150/20	90	77	57,14 75%		62,06 81%		72,04 65%	60	74,33 67%		81,16 73%		88,33 80%		96,26 87%		104,54 72%	60	113,02 78%		99,86 69%	
49	Kraksaan	150/20	30	26	15,64 61%		16,99 67%		19,72 77%		20,35 80%		22,22 87%		24,18 47%	30	26,35 52%		28,62 56%		30,94 61%		52,82 69%	30
50	Paiton	150/20	40	34	13,64 40%		14,82 44%		17,20 51%		17,74 52%		19,38 57%		21,09 62%		22,98 68%		24,96 73%		26,98 79%		28,62 84%	
51	Sukorejo	70/20	20	17	14,87 63%		16,15 69%		18,75 80%															
51a	New Sukorejo / Purwosari	150/20									29,34 29%	120	32,04 31%		34,87 34%		38,00 37%		41,27 40%		44,62 44%		47,32 46%	
52	Manisrejo	150/20	70	60	34,46 58%		38,19 64%		45,49 76%		48,24 81%		54,22 58%	60	60,90 65%		68,58 73%		77,04 82%		86,33 60%	60	109,92 76%	
53	Meranggen / Maospati	70/20	20	17	11,98 70%		13,27 78%		15,81 47%	30	16,77 49%		18,85 55%		21,17 62%		23,84 70%		26,78 79%		30,01 88%		33,00 65%	30
54	Magetan	70/20	30	26	18,81 74%		20,85 82%		24,84 58%	30	26,34 62%		29,61 70%		33,25 78%		37,45 88%		42,07 62%	30	47,14 69%			
54a	New Magetan	150/20																				51,83 51%	120	
55	Ngawi	150/20	80	68	40,91 60%		45,34 67%		54,01 79%		57,27 84%		64,37 63%	60	72,30 71%		81,43 80%		91,47 90%		102,50 67%	60	112,70 74%	
56	Caruban	70/20	30	26	15,42 60%		17,09 67%		20,36 80%		21,59 85%		24,27 57%	30	30,26 71%		34,08 80%		38,28 56%	30	42,90 63%		47,16 69%	
57	Ponorogo	70/20	50	43	31,55 74%		34,59 81%																	
57a	New Ponorogo	150/20							40,85 40%	120	42,94 42%		47,87 47%		53,33 52%		59,59 58%		66,42 65%		73,87 72%		80,64 79%	
58	Pacitan	70/20	30	26	17,89 70%		19,61 77%																	
58a	New Pacitan	150/20							23,16 45%	60	24,35 48%		27,14 53%		30,24 59%		33,79 66%		37,66 74%		41,89 82%		45,72 90%	
59	Dolopo	70/20	20	17	10,01 59%		10,97 65%		12,96 76%		13,62 80%		15,19 89%		16,92 40%	30	19,05 45%		21,40 50%		23,98 56%		26,37 62%	
60	Banaran	150/20	90	77	34,66 45%		34,66 45%		44,66 58%		49,66 65%		59,66 78%		59,66 78%		59,66 78%		59,66 78%		64,66 85%		64,66 85%	

Capacity Balance Dist. Jawa Timur

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Trafo MVA		Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA
			TOTAL MVA	MW																				
61	Kediri Baru (Gitet)	150/20	0	0	30,50		37,24		40,44		39,95		40,33		51,78	60	64,84		79,04		89,40		94,29	60
62	Pare	70/20	30	26	60%		73%		79%		78%		79%		51%		64%		77%		88%		62%	
63	PLTA Tulungagung	70/20	20	17	20,26		22,36		26,46		27,86		31,09	30	34,65		38,71		43,12		47,90		52,22	
64	Trenggalek	70/20	30	26	60%		66%	30	78%		82%		52%		58%		65%		72%		81%		88%	
65	Tulungagung	70/20	66	56	13,34		13,34		13,34		13,34		13,34		13,34		13,34		13,34		13,34		13,34	
66	Tulungagung II *)	150/20			78%		78%		78%		78%		78%		78%		78%		78%		78%		78%	
67	Blitar Baru	70/20	50	43	21,61		23,69	30	27,98		29,41		32,79		36,53		40,81		45,50	30	50,60		55,23	
68	PLTA Wlingi	150/20	30	26	85%		46%		55%		58%		64%		72%		80%		89%		74%		81%	
69	New Wlingi *)	150/20			45,23		49,91		44,07		46,41		51,78	30	57,71		64,48	30	71,83		69,79		76,07	
70	Jember	150/20	130	111	81%		89%		79%	60	15,00		17,62		19,64		21,94		24,45		37,15		40,50	
71	New Jember	70/20	50	43	29%		31%		35%		39%		43%		48%		53%		59%		64%		69%	30
72	Tanggul	150/20	90	77	27,52		28,98		32,34		36,04		40,33		44,07		47,90		51,78		55,80		59,69	
73	Lumajang	150/20	90	77	65%		68%		76%		85%		94%		102,74		115,73		130,25		146,97		165,40	
74	Sekarputih / Mojokerto	150/20	90	77	79%		83%		88%		93%		99%		106%		114%		122%		131%		140%	
75	Mojoagung	150/20	60	51	82%		86%		90%		95%		100%		106%		112%		118%	60	125%		132%	
76	New Jombang	150/20			45%		50%		55%		60%		65%		70%		75%		80%		85%		90%	
77	Ngoro	150/20	120	102	60%		64%		68%		72%		76%		80%		84%		88%		92%		96%	
78	Ploso	70/20	80	68	72%		76%		80%		84%		88%	30	92%		96%		100%		104%		108%	
79	New Ploso	150/20			50,74		56,40		66,96		70,73		79,17		97,50		94,27		105,34		97,39		115,77	60
80	Tarik	70/20	40	34	40%		44%		53%		55%		62%		76%		74%		83%		76%		76%	
					33,01		36,69		43,56		46,02	60	51,51		57,58		64,53		72,11	60	80,35		95,52	
					65%		72%		85%		60%		67%		75%		84%		57%		63%		75%	
																	30,00	120	33,52		57,36		68,18	
																	29%		33%		56%		67%	
																	89,64		100,17	60	111,62		132,69	
																	88%		65%		73%		87%	
																	53,16		59,41		66,20		33,69	
																	69%		78%		87%		44%	
																						45,00	120	
																						44%		

Capacity Balance Dist. Jawa Timur

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019			
			Trafo	MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA		
																									TOTAL	
																									MVA	MW
81	New Tarik	150/20																					63,33	120		
82	Siman	70/20	30	26	9,72		9,72		9,72		9,72		9,72		9,72		9,72		9,72		9,72		9,72			
83	Jaya kertas	150/20	60	51	26,58		29,54		35,07		37,04		31,46		35,17		39,42		34,05		37,94		30,10			
84	Kertosono	70/20	20	17																						
85	New Kertosono	150/20			13,54		15,04		17,86		18,87		31,12		34,79		38,99		53,57	60	59,69		60,96			
86	Nganjuk	70/20	40	34	23,76		26,41		38,35	30	40,51		45,34		47,69		53,44		59,72	60	66,55		59,11			
87	New Nganjuk	150/20			70%		78%		64%		68%		76%		80%		90%		78%		87%		77%			
88	GITET Ngimbang	150/20					17,00	60	20,18		23,96		28,45		33,78		40,11		44,82		49,95	60	59,38			
89	Bangkalan	150/20	40	34	25,43	60	27,27		31,66		32,74		35,94		39,47		43,52		47,91	60	52,69		56,42			
90	Sampang	150/20	40	34	25,20		27,03		31,38		32,45		35,62		39,13		43,13		47,49		52,22		55,92			
91	Pamekasan	150/20	50	43	28,80		30,89		35,86		37,09		40,71		44,71		49,30	60	54,28		59,68		63,91			
92	Sumenep	150/20	50	43	31,50		33,79		39,22		40,57		44,53		48,91		53,92		59,37		65,28		69,90	60		
93	Gili Timur	150/20	30	26	14,40		15,44		17,93		18,55		20,36		22,36		24,65	60	27,14		29,84		31,95			
94	Situbondo	150/20	40	34	27,05		29,91		35,52	60	37,53		42,04		47,04		52,78		59,07		65,94	60	72,24			
95	Bondowoso	150/20	35	30	24,82	30	27,45		32,60		34,45		38,58	30	43,18		48,45		54,22		60,52		66,31	60		
96	Banyuwangi	150/20	70	60	45,97		50,24		59,05	60	61,82		68,63		76,06		84,52	60	93,67		103,53		115,42	60		
97	New Banyuwangi				77%		84%		63%		66%		73%		81%		66%		73%		81%		75%			
98	Genteng	150/20	110	94	46,98		51,35		60,34		63,17		70,14		77,73		86,37	60	95,72		105,80		117,95			
99	Bojonegoro	150/20	80	68	47,42		51,89		60,71		63,16	60	69,57		76,51		84,34		92,64	60	101,36		121,72			
100	Babat/Baureno	150/20	60	51	35,68		22,05		25,80		26,84		29,56		32,51		35,84		39,36		43,07		66,72	60		
					70%		43%		51%		53%		58%		64%		70%		77%		84%		65%			

Capacity Balance Dist. Jawa Timur

NO	Gardu Induk	Teg.	Kapasitas Exist		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
			Trafo	MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA	Peak Load MW	Add Trafo MVA
			TOTAL																					
			MVA	MW																				
101	Brondong (New) / Paciran	150/20					15,00	60	17,55		20,54		24,03		28,11		32,90		38,49		45,03		52,69	60
102	Lamongan	150/20	60	51	43,13		42,19		49,37	60	51,36		56,57		62,21		68,58		75,33		82,42		83,97	
103	Tuban	150/20	90	77	43,22		37,29		43,63		45,39		50,00		54,99		60,61		66,58		72,84	60	87,47	
104	Mliwang	150/20	30	26	14,19		15,53		18,18		18,91		20,83		22,90		25,25	60	27,73		30,34		36,44	
105	Segoro Madu	150/20	80	68	35,25		38,28		44,40		45,76		49,90		54,27		59,06		63,99	60	69,01		72,99	
106	Manyar	150/20	90	77	54,62		59,31		68,79	60	70,90		77,32		84,08		91,51	60	99,15		106,92		113,09	
107	Cerme	150/20	60	51	23,18		25,17		29,19		30,08		32,81		35,68		38,83		42,07		45,37	60	47,99	
108	Petrokimia	150/20	80	68	38,04		41,30		47,91		49,37		53,84		58,56	60	63,73		69,05		74,46		78,76	
109	Buduran	150/20	240	204	117,49		129,62		117,64		123,21		136,68		151,39		168,01		175,87		175,87		175,87	
110	New Buduran / Sedati	150/20	0	0					20,00	120	20,95		21,94		24,30		26,96		39,83		62,00		81,73	
	Porong	70/20	50	43																				
111	Sidoarjo	150/20	0	0					30,00	60	31,42		34,85		38,60		42,84		54,40	60	59,99		64,96	
112	Balongbendo	150/20	120	102	38,86		42,88		35,49		37,17		41,23		45,67		50,68		56,07		61,84		66,96	
113	Kasih Jatim	150/20	50	43	32,83		36,22		42,65	60	44,67		49,55		54,88		60,91		67,39		74,31		80,47	
					77%		85%		46%		48%		53%		59%		65%		72%		79%		86%	

Capacity Balance Dist. Bali

No.	Gardu Induk	Kap	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
		Ekst	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add	Peak	Add
		MVA	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo	Load	Trafo
			(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)	(MW)	(MVA)
1	ANTOSARI	10	8,58		8,95		9,54		10,38		11,53		12,92		14,59		16,49		18,65		20,48	
	Usulan Trf		25%		26%		28%		31%		34%		38%		43%		49%		55%		60%	
2	BATURITI	16	9,25		9,64		10,27	30	11,18		12,42		13,92		15,72		17,76		20,09		22,06	
	Usulan Trf		68%		71%		26%		29%		32%		36%		40%		45%		51%		56%	
3	GIANYAR	90	46,68		48,68		51,86		56,43	60	62,70		70,28		79,35	60	89,67		101,42		106,35	
	Usulan Trf		61%		64%		68%		74%		61%		69%		78%		50%		57%		60%	
4	PADANGSAMBIAN	60	50,43		52,60		56,03	60	60,97		67,74		75,93		85,73		96,88		99,58	60	109,33	
	Usulan Trf		66%		69%		73%		48%		53%		60%		67%		76%		65%		71%	
5	KAPAL	130	82,85		86,40		92,04		100,15	60	111,28		124,73		135,83		137,83		137,83		137,83	
	Usulan Trf		61%		64%		68%		74%		65%		73%		80%		81%		81%		81%	
6	NUSA DUA	80	59,24		61,78		65,82	60	71,61		79,57		89,19		100,70	60	106,80		115,80		122,13	
	Usulan Trf		58%		61%		65%		56%		62%		70%		66%		70%		76%		80%	
7	PESANGGARAN	180	108,21		108,85		108,96		108,96		108,96		113,96		128,96		129,96		129,96		129,96	
	Usulan Trf		71%		71%		71%		71%		71%		74%		84%		85%		85%		85%	
8	KUTA/PEMECUTAN	60	12,35		16,88		24,99		36,69	60	52,76		67,14		75,81		85,67	60	86,90		90,37	
	Usulan Trf		24%		33%		49%		72%		52%		66%		74%		56%		57%		59%	
9	SANUR	150	93,48	60	97,49		103,86		113,01		112,99		117,99		121,99		126,99		129,99		129,99	
	Usulan Trf		61%		64%		68%		74%		74%		77%		80%		83%		85%		85%	
10	AMLAPURA	50	22,50		23,47		25,00		27,20	30	30,23		33,88		38,25		43,23	60	48,89		55,68	
	Usulan Trf		53%		55%		59%		64%		59%		66%		75%		57%		64%		73%	
11	GILIMANUK	20	6,88		7,18		7,64		8,32		9,24		10,36		11,70		13,22	30	14,95		16,41	
	Usulan Trf		40%		42%		45%		49%		54%		61%		69%		39%		44%		48%	
12	NEGARA	30	16,22		16,92		18,02	30	19,61		21,79		24,42		27,58		31,16	30	35,25		33,70	
	Usulan Trf		64%		66%		47%		51%		57%		64%		72%		61%		69%		66%	
13	PEMARON	60	36,07		37,62	60	40,08		43,61		48,45		54,31		61,32	60	69,30		78,38		86,05	60
	Usulan Trf		71%		49%		52%		57%		63%		71%		60%		68%		77%		56%	
14	PAYANGAN	30	18,68	30	19,48		20,76		22,59		25,10		28,13		31,76		34,89		39,47		40,33	60
	Usulan Trf		37%		38%		41%		44%		49%		55%		62%		68%		77%		53%	

LAMPIRAN C1.6

RENCANA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM JAWA BALI

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
1	Banten	Balaraja	Suralaya Baru	500	4xZebra	2	80	2010	18.5	7.9	26.4	APLN_Percepatan	Baru
2	Banten	Suralaya New	Suralaya Old	500	4xGannet	2	3	2010	0.6	0.3	0.9	APLN_Percepatan	Baru 1skt.
3	Banten	Balaraja New	Balaraja	150	2xTACSR	4	20	2010	4.6	2.0	6.6	APLN JBN	Baru
4	Banten	Curug/Lippo Karawaci	Inc. (Cidug-Cikupa)	150	4xZebra	2	4	2010	0.6	0.3	0.9	APLN JBN	Baru
5	Banten	Menes II	Asahimas	150	2xZebra	2	110	2010	7.7	3.3	11.0	APLN_Percepatan	Baru
6	Banten	Tangerang	Cengkareng	150	1xTACSR520	2	14	2010	1.2	0.5	1.7	APLN_Percepatan	Rekonduktoring
7	Banten	Cikupa	Balaraja	150	2xTDRAKE	2	23	2010	3.2	1.4	4.6	APLN_Percepatan	Rekonduktoring
8	Banten	Saketi II	Rangkasbitung II	150	2xZebra	2	59	2010	4.1	1.8	5.9	APLN_Percepatan	Rekonduktoring/Uprating
9	Banten	Rangkasbitung II	Kopo	150	2xZebra	2	34	2011	2.9	1.2	4.1	ADB - B2	Baru
10	Banten	Lengkong	Serpong	150	2xZebra	2	40	2011	3.4	1.4	4.8	APLN	Rekonduktoring
11	Banten	Lautan Steel	Inc. (Blrja-Citra)	150	2xZebra	4	8	2011	0.7	0.3	1.0	APLN JBN	Baru
12	Banten	Bintaro II	Bintaro	150	1xCU1000	2	14	2011	19.6	8.4	28.0	APLN JBN	Baru
13	Banten	Malingping	Bayah	150	2xZebra	2	80	2011	6.7	2.9	9.6	APLN JBN	Baru
14	Banten	Malingping	Saketi II	150	2xZebra	2	80	2011	6.7	2.9	9.6	APLN JBN	Baru
15	Banten	Asahimas II	Asahimas	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APBN	Baru
16	Banten	Millenium	Inc. (Lautan-Citra)	150	2xZebra	4	8	2012	0.7	0.3	1.0	APLN JBN	Baru
17	Banten	Cilegon Baru II	Cilegon Baru	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
18	Banten	Balaraja	Kembangan	500	4xZebra	2	80	2013	18.5	7.9	26.4	UNALLOCATED	Baru
19	Banten	Bintaro	Serpong	150	1xTACSR520	2	18	2013	1.5	0.6	2.2	KE Scattered	Rekonduktoring
20	Banten	Lengkong New	Lengkong	150	2xTACSR520	2	10	2013	1.1	0.5	1.6	UNALLOCATED	Baru
21	Banten	Alam Sutra	Inc. (Kmbng-Lippo)	150	4xZebra	2	1	2013	0.2	0.1	0.2	UNALLOCATED	Baru
22	Banten	Bayah	Pelabuhan Ratu	150	2xZebra	2	70	2013	5.9	2.5	8.4	UNALLOCATED	Baru
23	Banten	Lengkong	Inc. (Blrja-Gndul)	500	4xDove	4	8	2014	1.8	0.8	2.6	UNALLOCATED	Baru
24	Banten	Millenium	New Balaraja	150	2xTACSR410	2	20	2014	2.1	0.9	3.0	UNALLOCATED	Baru
25	Banten	Rawa Dano PLTP	Inc. (Menes-Asahimas)	150	2xZebra	2	30	2014	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
26	Banten	Lengkong II	Inc. (Srpong-Lkong)	150	2xZebra	4	8	2015	0.7	0.3	1.0	UNALLOCATED	Baru
27	Banten	Cilegon Baru III	Inc. (Cilegon-PLTU Cilegon)	150	4xZebra	4	8	2015	1.2	0.5	1.8	UNALLOCATED	Baru
28	Banten	Bogor X	Tanjung Pucut	500 HVDC	HVDC OHL	2	220	2016	50.8	21.8	72.6	JICA	Baru
29	Banten	Tanjung Pucut	Ketapang	500 HVDC	HVDC CABLE	2	80	2016	246.4	105.6	352.0	UNALLOCATED	Baru
30	Banten	Rangkasbitung	Bunar	150	2xTACSR410	2	72	2016	7.5	3.2	10.7	APLN_Percepatan	Rekonduktoring/Uprating
31	Banten	Rangkasbitung	Serang	150	2xTACSR410	2	79	2016	8.3	3.6	11.9	APLN_Percepatan	Rekonduktoring/Uprating
32	Banten	Lippo Curug II	Lippo Curug	150	2xZebra	2	10	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
33	Banten	Tangerang Baru II	Inc. (Tgbru-Spatan III)	150	2xTACSR410	2	4	2016	0.4	0.2	0.6	UNALLOCATED	Baru
34	Banten	Puncak AM II/Gordo	Puncak Ardi Mulya	150	2xZebra	2	10	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
35	Banten	Bojanegara	Inc. (Slaya-Braja)	500	4xDove	4	8	2017	1.8	0.8	2.6	UNALLOCATED	Baru
36	Banten	Bintaro III/Serpong	Inc. (Bntro-Srpong)	150	1xCU1000	2	10	2017	14.0	6.0	20.0	UNALLOCATED	Baru
37	Banten	Serang II/Serang Selatan	Inc. (Saketi-Rangkas)	150	2xZebra	4	20	2017	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
38	Banten	Tigaraksa II	Tigaraksa	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
39	Banten	Teluk Naga II	Inc. (Lontar-Tgbru)	150	2xZebra	4	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
40	Banten	Serang III/Serang Utara	Inc. (Cilegon-PLTU Cilegon)	150	4xZebra	2	10	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
41	DKI Jakarta	Senayan Baru	Kembangan	150	1xCU800	2	22	2010	30.8	13.2	44.0	APLN	Baru
42	DKI Jakarta	Angke	Ancol	150	2xZebra	2	10	2010	0.7	0.3	1.0	APLN	Rekonduktoring
43	DKI Jakarta	Cawang	Duren Tiga	150	2xTACSR410	2	10	2010	1.1	0.5	1.5	APLN	Rekonduktoring
44	DKI Jakarta	Gandul	Petukangan	150	2xTDRAKE	2	28	2010	3.9	1.7	5.6	APLN	Rekonduktoring
45	DKI Jakarta	Gandul	Serpong	150	2xTACSR410	2	40	2010	4.2	1.8	6.0	APLN RKAP 2009	Baru
46	DKI Jakarta	Durikosambi	Petukangan	150	2xTDRAKE	2	52	2010	7.3	3.1	10.4	JBIC	Rekonduktoring
47	DKI Jakarta	Kelapa Gading	Incomer (Pg-san-Plpng)	150	2xZebra	2	2	2010	0.1	0.1	0.2	KE-III	Baru
48	DKI Jakarta	Taman Rasuna/Pancoran (GIS)	Duren Tiga	150	1xCU800	2	9	2010	12.6	5.4	18.0	KE-III lot-5	Baru
49	DKI Jakarta	Pondok Indah	Gandul	150	1xCu800	2	14	2010	19.6	8.4	28.0	KE-III lot-6	Baru
50	DKI Jakarta	Antasari/CSW II/Kenvil	(Driga/Kemang-Kenvil)	150	1xCU1000	2	10	2011	14.0	6.0	20.0	ADB (IEE)	Baru
51	DKI Jakarta	Gandaria 150 (GIS)	Depok III	150	2xZebra	2	24	2011	2.0	0.9	2.9	APLN JBN	Reconduktoring/Uprating
52	DKI Jakarta	Semanggi Barat (Box)	Semanggi Timur (Box)	150	1xCU1000	2	1	2011	2.0	0.8	2.8	KE Scattered	Baru
53	DKI Jakarta	Gedung Pola	Manggarai	150	1xCU1000	1	4	2011	5.7	2.5	8.2	KE Scattered	Baru
54	DKI Jakarta	Duren Tiga	Kemang	150	1xCU1000	1	6	2011	8.4	3.6	12.0	KE Scattered	Baru
55	DKI Jakarta	New Senayan	Senayan	150	1xCU1000	1	6	2011	7.7	3.3	11.0	KE Scattered	Baru
56	DKI Jakarta	Dukuh Atas	Manggarai	150	1xCU1000	1	6	2011	7.7	3.3	11.0	KE Scattered	Baru
57	DKI Jakarta	Ketapang	Mangga Besar	150	1xCU1000	1	6	2011	7.7	3.3	11.0	KE Scattered	Baru
58	DKI Jakarta	Kebon Sirih	Gambir Lama	150	1xCU1000	1	2	2011	3.1	1.3	4.4	KE Scattered	Baru
59	DKI Jakarta	Muarakarang	Angke	150	2xACCC 310	2	11	2011	0.8	0.3	1.1	KE Scattered	Rekonduktoring
60	DKI Jakarta	Semanggi Barat (Box)	Karet	150	1xTACSR410	2	8	2011	0.7	0.3	1.0	KE Scattered	Rekonduktoring
61	DKI Jakarta	Petukangan	Bintaro	150	1xTACSR520	2	18	2011	1.5	0.6	2.2	KE Scattered	Rekonduktoring
62	DKI Jakarta	Tanah Tinggi (GIS)	Inc. (Gmbim-Plmas)	150	1xCU1000	2	4	2011	5.6	2.4	8.0	KE-III	Baru
63	DKI Jakarta	Jatiwaringin	Inc. (Pdklp-Jtngn)	150	2xZebra	2	24	2011	2.0	0.9	2.9	KE-III	Baru
64	DKI Jakarta	Mangga Besar II/G.Sahari	Kemayoran	150	1xCU1000	2	16	2012	22.4	9.6	32.0	ADB (IEE)	Baru
65	DKI Jakarta	Muarakarang II/Kapuk	Inc (Mkrang-Dksbi)	150	2xTACSR410	2	6	2012	0.6	0.3	0.9	APBN	Baru
66	DKI Jakarta	Cakung TownShip	Inc. (Kdsipi-Bekasi)	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
67	DKI Jakarta	Jatirangon II/Cibubur	Cileungsi II	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
68	DKI Jakarta	Durikosambi II/Daanmogot	Inc.(Dksbi-Mkrng)	150	2xZTACIR	4	4	2012	0.4	0.2	0.6	KE Scattered	Baru
69	DKI Jakarta	Semanggi Barat (GIS)	Karet Lama	150	1xCU1000	2	5	2012	7.0	3.0	10.0	KE Scattered	Baru
70	DKI Jakarta	Durikosambi (GIS)	Kembangan	500	4xZebra	2	6	2013	1.4	0.6	2.0	KE Scattered	Baru
71	DKI Jakarta	Cawang Baru	Gandul	500	4xZebra	2	40	2014	9.2	4.0	13.2	UNALLOCATED	Uprate 150 kV
72	DKI Jakarta	Kemayoran II	Inc. (Priok-Plpng)	150	1xCU1000	2	6	2014	8.4	3.6	12.0	UNALLOCATED	Baru
73	DKI Jakarta	Karet New	Karet	150	2xZebra	2	10	2014	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
74	DKI Jakarta	Pondok Indah II/Cirendeu	Inc. (Ptkng-Gndul)	150	1xCU1000	2	10	2015	14.0	6.0	20.0	UNALLOCATED	Baru
75	DKI Jakarta	Priok Timur II/Harapan Indah	Muaratawar	150	2xZebra	2	10	2015	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
76	DKI Jakarta	Gambir Lama II	Interface	150	2xZebra	2	2	2015	0.2	0.1	0.2	UNALLOCATED	Baru
77	DKI Jakarta	Gandaria II/Mekarsari/P.Gas	Gandaria	150	2xZebra	2	30	2015	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
78	DKI Jakarta	Muarakarang New	Muarakarang	150	2xZebra	2	10	2015	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
79	DKI Jakarta	Plumpang New	Plumpang	150	2xZebra	2	20	2015	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
80	DKI Jakarta	Dukuh Atas II	Manggarai	150	1xCU1000	2	20	2015	28.0	12.0	40.0	UNALLOCATED	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
81	DKI Jakarta	Muarakarang (GIS)	Durikosambi	500	4xZebr	2	30	2016	6.9	3.0	9.9	UNALLOCATED	Uprate 150 kV
82	DKI Jakarta	Taman Rasuna Said II	Cawang Baru	150	1xCU800	2	20	2016	28.0	12.0	40.0	UNALLOCATED	Baru
83	DKI Jakarta	Cipinang II/Ek Jtngra	Inc. (Plmas-Mgrai)	150	2xZebr	2	10	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
84	DKI Jakarta	Duren Tiga II/Ragunan	Inc. (Gndul-Cwang)	150	2xZebr	2	10	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
85	DKI Jakarta	Danayasa II	Inc. (Mpang-Karet)	150	2xZebr	2	8	2017	0.5	0.2	0.7	UNALLOCATED	Baru
86	DKI Jakarta	Penggilingan II	Penggilingan	150	1xCU1000	2	12	2017	16.8	7.2	24.0	UNALLOCATED	Baru
87	DKI Jakarta	Senayan Baru II	Senayan Baru	150	1xCU800	2	16	2017	22.4	9.6	32.0	UNALLOCATED	Baru
88	DKI Jakarta	Abadi Guna Papan II	Inc. (Mpang-Karet)	150	2xZebr	2	8	2017	0.5	0.2	0.7	UNALLOCATED	Baru
89	DKI Jakarta	Pulogadung New	Inc. (Plmas-Pgsan)	150	2xTACSR410	4	8	2017	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
90	DKI Jakarta	Pulomas New	Pulomas	150	2xZebr	2	10	2017	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
91	DKI Jakarta	Pulogadung New	Pegangsaan	150	2xTACSR520	2	2	2017	0.2	0.1	0.3	UNALLOCATED	Baru
92	DKI Jakarta	Pulogadung	Cawang	500	4xZebr	2	24	2018	5.5	2.4	7.9	UNALLOCATED	uprate 70kv
93	DKI Jakarta	Antasari/CSW III/Ps. Mede	Duren Tiga III/Ragunan	150	1xCU1000	2	20	2018	28.0	12.0	40.0	ADB (IEE)	
94	DKI Jakarta	Muaratawar	Pulogadung (GIS)	500	4xZebr	2	20	2019	4.6	2.0	6.6	UNALLOCATED	Baru
95	DKI Jakarta	Muarakarang (GIS)	Pulogadung (GIS)	500	4xZebr	2	20	2019	4.6	2.0	6.6	UNALLOCATED	Baru
96	DKI Jakarta	Kelapagading II/Koja	Plumpang	150	2xZebr	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
97	DKI Jakarta	Kebon Sirih II (GIS)	Inc. (Gmbm-Plmas)	150	1xCU1000	2	4	2019	5.6	2.4	8.0	UNALLOCATED	Baru
98	DKI Jakarta	Pondok Indah III/Ciputat	(Inc./Srpong-Gndul)	150	1xCU800	2	30	2019	42.0	18.0	60.0	UNALLOCATED	Baru
99	Jawa Barat	Cikarang Lippo	Inc. (Gdmkr-Cbatul)	150	1xZebr	2	10	2010	0.8	0.4	1.2	APLN	Baru
100	Jawa Barat	Jatilihur	Padalarang	150	1xTACSR520	2	89	2010	7.5	3.2	10.7	APLN	Reconductoring(T.1-56)
101	Jawa Barat	Cianjur	Cigereleng	150	2xZebr	2	138	2010	9.7	4.1	13.8	APLN	Reconductoring
102	Jawa Barat	Patuha	Lagadar	150	2xZebr	2	70	2010	4.9	2.1	7.0	APLN JBN	Baru
103	Jawa Barat	Sukatani /Gobel	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150	2xZebr	2	20	2010	1.4	0.6	2.0	APLN JBN	Baru
104	Jawa Barat	PLTU Kanci/Cirebon	Inc. (Srapi-Brebes)	150	2xTACSR410	2	44	2010	4.6	2.0	6.6	APLN RKAP 2010	Baru (T.D 79)
105	Jawa Barat	Jabar Utara PLTU	Sukamandi	150	2xTACSR410	2	98	2010	10.3	4.4	14.7	APLN Percepatan	Baru
106	Jawa Barat	Sukamandi 150	Pabuaran	150	2xTACSR410	2	50	2010	5.3	2.3	7.6	APLN Percepatan	Baru
107	Jawa Barat	Padalarang	Bandung Utara	150	2xTACSR 240	2	26	2010	2.9	1.2	4.2	APLN Percepatan	Reconductoring
108	Jawa Barat	Bogor Baru	Sentul	150	2xTACIR 320	2	20	2010	2.8	1.2	4.0	APLN Percepatan	Reconductoring
109	Jawa Barat	Cibinong	Sentul	150	2xTACIR 320	2	18	2010	2.5	1.1	3.6	APLN Percepatan	Reconductoring
110	Jawa Barat	Tanggeung	Cianjur	70	1xHawk	2	100	2010	8.4	3.6	12.0	APLN	Baru
111	Jawa Barat	Wayang Windu	Sentosa	70	Ostrich	2	14	2010	1.0	0.4	1.4	APLN	Baru(ex bongkaran)
112	Jawa Barat	Ujungberung	Inc. (Mdcn-Bdsin)	500	4xDove	2	1	2011	0.2	0.1	0.3	APLN RKAP 2009	Baru
113	Jawa Barat	Dago Pakar	Bandung Utara	150	2xZebr	2	2	2011	0.2	0.1	0.3	ADB - B2	Baru
114	Jawa Barat	Kedung Badak II	Depok III	150	2xZebr	2	46	2011	3.9	1.7	5.6	ADB - B3	Reconductoring/Uprating
115	Jawa Barat	Braya (GIS)	Cigereleng	150	1xCU800	2	10	2011	22.4	8.0	32.0	ADB (IEE)	Baru
116	Jawa Barat	Cikidang	Inc. (Jtbrg - Hrgls)	150	2xZebr	4	40	2011	3.4	1.4	4.8	APLN	Baru
117	Jawa Barat	Cikijing	Mandirancan	150	2xZebr	2	60	2011	5.0	2.2	7.2	APLN	Baru
118	Jawa Barat	Cibabat II (GIS)	Inc. (Cbbat - Cbrem)	150	2xZebr	2	12	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Baru
119	Jawa Barat	Karang Nunggal	Tasikmalaya New	150	1xHawk	2	32	2011	1.8	0.8	2.6	APLN	Baru
120	Jawa Barat	Dayeuhkolot/Cigereleng II	Inc. (Bdsin-Cgrlg)	150	2xZebr	2	3	2011	0.3	0.1	0.4	APLN	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
121	Jawa Barat	Malangbong II	New Tasikmalaya	150	2xZebra	2	94	2011	7.9	3.4	11.3	APLN	Reconductoring/Uprating
122	Jawa Barat	Malangbong	Cikijing	150	2xZebra	2	80	2011	6.7	2.9	9.6	APLN	Reconductoring/Uprating
123	Jawa Barat	Bekasi Utara/Tarumanegara	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150	2xZebra	2	2	2011	0.2	0.1	0.2	APLN JBN	Baru
124	Jawa Barat	Tambun New	Tambun	150	2xTACSR520	2	10	2011	1.1	0.5	1.6	APLN JBN	Baru
125	Jawa Barat	Ujung Berung New	Rancaekek	150	2xZebra	2	10	2011	0.8	0.4	1.2	APLN RKAP 2009	Baru
126	Jawa Barat	Muaratawar	Inc. (Bkasi-Kdsapi)	150	2xTACSR410	4	40	2011	4.2	1.8	6.0	APLN Percepatan	Baru
127	Jawa Barat	Ciawi Baru	Cibadak Baru II	150	2xZebra	2	52	2011	4.4	1.9	6.2	APLN Percepatan	Reconductoring/Uprating
128	Jawa Barat	Bogor baru	Cianjur	150	2xDove	2	91	2011	6.4	2.7	9.1	APLN Percepatan	Rekonduktoring
129	Jawa Barat	Paiton	Grati 3rd	500	4xZebra	1	88	2012	40.7	17.4	58.1	APBN	Baru
130	Jawa Barat	Lembursitu Baru	Cianjur	150	2xZebra	2	84	2012	5.4	2.3	7.7	APLN	Reconductoring/Uprating
131	Jawa Barat	Bandung Timur II	Ujungberung	150	2xZebra	2	18	2012	1.5	0.8	2.1	APLN	Reconductoring/Uprating
132	Jawa Barat	Bandung Selatan	Cigereleng	150	2xTACSR 240	2	28	2012	1.0	0.4	1.5	APLN	Rekonduktoring
133	Jawa Barat	Kosambi Baru	Bekasi	150	2xTACSR410	2	118	2012	12.4	5.3	17.7	APLN	Rekonduktoring
134	Jawa Barat	Cisolok PLTP	Pelabuhan Ratu	150	2xHawk	2	80	2012	4.2	1.8	6.0	APLN FTP2	Baru
135	Jawa Barat	Karaha Bodas PLTP	Garut	150	2xDove	2	20	2012	1.4	0.6	2.0	APLN FTP2	Baru
136	Jawa Barat	Patuha PLTP	Lagadar	150	2xZebra	2	70	2012	5.9	2.5	8.4	APLN FTP2	Baru
137	Jawa Barat	Cileungsi II/Jonggol	Cibinong	150	2xZebra	2	30	2012	2.5	1.1	3.6	APLN JBN	Baru
138	Jawa Barat	Bogor II	Bogor Baru	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
139	Jawa Barat	Cimanggis II/Kota Kembang	Inc. (Cmgis-Depok III)	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
140	Jawa Barat	Bogor Kota (IPB)	Kedung Badak	150	1xCU1000	2	10	2012	14.0	6.0	20.0	APLN JBN	Baru
141	Jawa Barat	Jatiluhur II	PLTA Jatiluhur	150	2xZebra	2	20	2012	1.7	0.7	2.4	APLN JBN	Baru
142	Jawa Barat	Kiaracondong II	Inc. (Bdsin-Ubrng)	150	2xZebra	2	18	2012	1.3	0.6	1.9	APLN JBN	Baru
143	Jawa Barat	Kanci	Inc. (PLTU Kanci-Brebes)	150	2xTACSR 240	2	12	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Baru
144	Jawa Barat	Pelabuhan Ratu II	Ubrug 150	150	1xTACSR520	2	50	2012	4.2	1.8	6.0	APLN Percepatan	Baru
145	Jawa Barat	Arjawinangun	Palimanan	70	1xHawk	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN	Rekonduktoring
146	Jawa Barat	Tampomas PLTP	Inc. (Rokek-Ckska)	150	2xZebra	2	35	2013	2.9	1.3	4.2	APLN FTP2	Baru
147	Jawa Barat	Cibadak Baru II	Inc. (Cbdrn-Jbstn)	150	2xZebra	2	20	2013	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
148	Jawa Barat	Panasia II	Inc. (Pnsia-Bdslni)	150	2xZebra	2	10	2013	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
149	Jawa Barat	Cikumpay II/Sadang	Inc. (Crata-Ckpay)	150	2xZebra	2	10	2013	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
150	Jawa Barat	Rengasdengklok II	Inc. (Ksbru-Bkasi)	150	2xZebra	2	4	2013	0.3	0.1	0.5	UNALLOCATED	Baru
151	Jawa Barat	Kadipaten 150	Inc. (Sragi-Ujbrg)	150	2xZebra	4	20	2013	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
152	Jawa Barat	Majalaya II	Rancakasumba	150	2xZebra	2	30	2013	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
153	Jawa Barat	Majalaya II	Rancakasumba	150	2xZebra	2	30	2013	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
154	Jawa Barat	Subang II	Perwakarta	150	2xZebra	2	30	2013	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
155	Jawa Barat	Kuningan II	Inc. (Ckijing - Mdcan)	150	2xZebra	2	20	2013	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
156	Jawa Barat	Babakan II	Inc. (Kanci-Ubrng)	150	2xZebra	4	28	2013	2.4	1.0	3.4	UNALLOCATED	Baru
157	Jawa Barat	Arjawinangun II	Inc. (Arjwn-Mdcan)	150	2xZebra	2	30	2013	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Reconductoring/Uprating
158	Jawa Barat	Padalarang	Cibabat	150	2xZebra	2	18	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Rekonduktoring
159	Jawa Barat	Ujungberung	Bandung Utara	150	2xZebra	2	40	2013	3.4	1.4	4.8	UNALLOCATED	Rekonduktoring
160	Jawa Barat	Bekasi	Kosambi baru	150	2xTACSR410	2	88	2013	8.0	3.9	12.9	UNALLOCATED	Rekonduktoring

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
161	Jawa Barat	Cibeureum	Cibabat II	150	2xZebra	2	7	2013	0.6	0.3	0.8	UNALLOCATED	Rekonduktoring/Uprating
162	Jawa Barat	Upper Cisokan PLTA (Kit)	Incomer (Cibng-Sgng)	500	4xGannet	4	80	2014	5.0	2.2	7.2	IBRD	Baru
163	Jawa Barat	Indramayu PLTU	Cibatu	500	4xTACSR	2	270	2014	62.4	26.7	89.1	JICA	Baru
164	Jawa Barat	Indramayu PLTU	Mandirancan	500	4xZebra	2	280	2014	60.1	25.7	85.8	UNALLOCATED	Baru
165	Jawa Barat	Tambun	Cibatu	500	4xDove	2	40	2014	9.2	4.0	13.2	UNALLOCATED	Baru
166	Jawa Barat	Tambun	Inc. (Bkasi-Cibinong)	500	4xDove	4	2	2014	0.5	0.2	0.7	UNALLOCATED	Baru
167	Jawa Barat	Tangkuban Perahu PLTP	Bandung Utara	150	2xHawk	2	10	2014	0.7	0.3	1.0	APLN FTP2	Baru
168	Jawa Barat	Bekasi II	Inc (Bkasi-Ksbru)	150	2xTACSR410	2	10	2014	1.1	0.5	1.5	UNALLOCATED	Baru
169	Jawa Barat	Kracak Baru	Kedung Badak	150	2xTACSR410	2	20	2014	2.1	0.9	3.0	UNALLOCATED	Baru
170	Jawa Barat	Tambun II	Inc. (Pdclip-Tmbun)	150	2xZebra	2	10	2014	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
171	Jawa Barat	Bandung Selatan II/Ketapang	Incomer (Cnjur-BdsIn)	150	2xZebra	2	10	2014	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
172	Jawa Barat	Cibabat III	Padalarang	150	2xZebra	2	12	2014	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Baru
173	Jawa Barat	Depok II (GIS)	Depok III	150	2xZebra	2	12	2014	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Reconduktoring/Uprating
174	Jawa Barat	Indramayu New	Indramayu	150	2xZebra	2	10	2014	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Reconduktoring/Uprating
175	Jawa Barat	Bunar II	Rangkasbitung II	150	2xTACSR410	2	72	2015	7.6	3.2	10.8	UNALLOCATED	Baru
176	Jawa Barat	Bunar II	Kracak	150	2xTACSR410	2	30	2015	3.2	1.4	4.6	UNALLOCATED	Baru
177	Jawa Barat	Cangkring II	Inc. (Jtbrg-Haurgelis)	150	2xZebra	2	10	2015	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
178	Jawa Barat	Lembang 150 Kv	Dago/Bandung Utara	150	2xZebra	2	20	2015	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
179	Jawa Barat	Fajar Wisesa II	Inc. (Ksbru-Bkasi)	150	2xZebra	2	100	2015	8.4	3.8	12.0	UNALLOCATED	Baru
180	Jawa Barat	Kiaracandong III	Kiaracandong II	150	2xZebra	2	20	2015	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
181	Jawa Barat	Sumedang Baru/Jati Sari	Ujungberung	150	2xZebra	2	10	2015	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
182	Jawa Barat	Bogor X	Cibinong	500	4xZebra	1	40	2016	9.2	4.0	13.2	JICA	Baru
183	Jawa Barat	Bogor X	Inc (Depok-Tsmya)	500	4xDove	4	12	2016	2.8	1.2	4.0	JICA	Baru
184	Jawa Barat	Bogor X	Inc (Depok-Tsmya)	500	4xDove	4	12	2016	2.8	1.2	4.0	JICA	Baru
185	Jawa Barat	Cigereleng II	Inc (Bogor X-Tasik)	500	4xDove	4	4	2016	0.9	0.4	1.3	UNALLOCATED	Baru
186	Jawa Barat	Cibatu Baru	Inc (Cbatu-Mtwar)	500	4xGannet	4	8	2016	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Baru
187	Jawa Barat	Bogor baru	Kedung Badak	150	2xTACSR410	2	10	2016	1.1	0.5	1.5	UNALLOCATED	Baru
188	Jawa Barat	Bogor X	Inc. (Bunar-Kracak)	150	2xTACSR410	4	8	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
189	Jawa Barat	Indramayu II	Inc. (Hrgls-Skmdi)	150	2xZebra	2	10	2016	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
190	Jawa Barat	Jababeka II	Inc (Jbeka-Cbatui)	150	2xZebra	2	20	2016	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
191	Jawa Barat	Bengkong II	Ujungberung	150	1xZebra	2	8	2016	0.5	0.2	0.7	UNALLOCATED	Reconduktoring/Uprating
192	Jawa Barat	Matenggeng PLTA	Rawalo	500	4xDove	2	20	2017	28.0	12.0	40.0	UNALLOCATED	Baru
193	Jawa Barat	Padalarang II	Padalarang	150	2xZebra	2	18	2017	1.5	0.6	2.2	UNALLOCATED	Baru
194	Jawa Barat	Pulogadung New	Pulogadung	150	2xTACSR520	2	2	2017	0.2	0.1	0.3	UNALLOCATED	Baru
195	Jawa Barat	Cianjur II/Rajamandala	Inc. (Cnjur-Cgrlg)	150	2xZebra	2	4	2014	0.3	0.1	0.5	UNALLOCATED	Baru
196	Jawa Barat	Cibabat IV/G.Batu	Incomer (Pdrg-Bdutr)	150	2xZebra	2	10	2017	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
197	Jawa Barat	Parakan III/Jt. Gede	Inc (Rckek-Sragi)	150	2xZebra	2	2	2017	0.2	0.1	0.2	UNALLOCATED	Baru
198	Jawa Barat	Pangandaran II/Cikatomas	Banjar	150	2xZebra	2	200	2017	16.8	7.2	24.0	UNALLOCATED	Baru
199	Jawa Barat	Lagadar II	Incomer (Lgdar-Pdrg)	150	2xZebra	2	4	2017	0.3	0.1	0.5	UNALLOCATED	Baru
200	Jawa Barat	Cikasungka II	Cikasungka	150	2xZebra	2	12	2018	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
201	Jawa Barat	Tambun III	Inc.(Pncol-Gdria)	150	2xZebra	2	4	2018	0.3	0.1	0.5	UNALLOCATED	Baru
202	Jawa Barat	Kosambi Baru II	Inc. (Ksbru - Bkasi)	150	2xZebra	2	16	2019	1.3	0.6	1.9	UNALLOCATED	Baru
203	Jawa Barat	Garut II	Inc. (Garut-Bdslin)	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
204	Jawa Barat	Rancakasumba II/Payadap	Rancakasumba	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
205	Jawa Barat	Cibatu Baru	Inc. (Ksbru - Bkasi)	150	2xTACSR410	4	20	2019	2.1	0.9	3.0	UNALLOCATED	Baru
206	Jawa Barat	Poncol Baru II/Bj.Menteng	Inc. (Tmbun-Pncol)	150	2xZebra	2	10	2019	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
207	Jawa Barat	Panyadap II	Rancakasumba	150	2xZebra	2	16	2019	1.3	0.6	1.9	UNALLOCATED	Baru
208	Jawa Tengah	Blora	Rembang	150	2xTACSR410	2	58	2010	6.1	2.6	8.7	APLN	Rekonduktoring
209	Jawa Tengah	Jekulo	Kudus	150	2xTACSR410	2	22	2010	2.4	1.0	3.4	APLN	Rekonduktoring
210	Jawa Tengah	Jekulo	Pati	150	2xTACSR410	2	33	2010	3.5	1.5	5.0	APLN	Rekonduktoring
211	Jawa Tengah	Temanggung	Wonosobo	150	1xTHawk	2	22	2010	1.8	0.8	2.6	APLN	Rekonduktoring
212	Jawa Tengah	Kudus	Purwodadi	150	2xHawk	2	63	2010	4.4	1.9	6.3	APLN	Rekonduktoring
213	Jawa Tengah	Punwodadi	Ungaran	150	2x2xHawk	2	49	2010	3.4	1.5	4.9	APLN	Rekonduktoring
214	Jawa Tengah	Cilacap PLTU	Rawalo	150	2xTACSR 240	2	44	2010	5.5	2.4	7.9	APLN JBN	Reconduktoring/Uprating
215	Jawa Tengah	Wonogiri	Wonosari	150	2xTACSR410	2	63	2010	6.6	2.8	9.5	APLN Percepatan	Rekonduktoring
216	Jawa Tengah	Pati	Rembang	150	2xTACSR410	2	66	2010	6.9	3.0	9.9	APLN Percepatan	Rekonduktoring
217	Jawa Tengah	Kebasen II/Bala Pulang	Inc. (Kbsen-Bmayu)	150	2xZebra	2	2	2011	0.2	0.1	0.2	APLN	Baru
218	Jawa Tengah	Wonosobo	Secang	150	2xTACSR 240	2	96	2011	5.1	2.2	7.3	APLN	Rekonduktoring
219	Jawa Tengah	Bumiayu	Kebasen	150	2xHawk	2	87	2011	8.1	2.6	8.7	APLN	Rekonduktoring
220	Jawa Tengah	Bumiayu	Kalibakal	150	2xHawk	2	72	2011	5.0	2.2	7.2	APLN	Rekonduktoring
221	Jawa Tengah	Tanjung Jati	Sayung	150	2xTACSR520	2	120	2011	18.5	7.9	26.4	APLN RKAP 2010	Baru
222	Jawa Tengah	Tanjung Jati	Inc Tx (Ungar-Pedan)	500	4xZebra	2	260	2012	60.1	25.7	85.8	APBN	Baru
223	Jawa Tengah	Pracimantoro/Muntoronadi	Inc.(Pctan-Wngri)	150	2xTACSR410	2	10	2012	1.1	0.5	1.6	APLN	Baru
224	Jawa Tengah	Pekalongan	Batang	150	2xZebra	2	33	2012	2.8	1.2	3.9	APLN	Rekonduktoring
225	Jawa Tengah	Kebasen	Pemalang	150	2xZebra	2	57	2012	4.7	2.0	6.8	APLN	Rekonduktoring
226	Jawa Tengah	Batang	Wleri	150	1xTHawk	2	62	2012	5.2	2.2	7.4	APLN	Rekonduktoring
227	Jawa Tengah	Pemalang New	(Inc Btang-Wleri)	150	2xZebra	4	40	2013	3.4	1.4	4.8	UNALLOCATED	Baru
228	Jawa Tengah	Pekalongan II/Kajen	Inc. (Pklon-Pmlang)	150	2xZebra	2	20	2013	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
229	Jawa Tengah	Pemalang New	Pemalang	150	2xZebra	2	16	2013	1.3	0.6	1.9	UNALLOCATED	Baru
230	Jawa Tengah	Pekalongan	Pekalongan	150	2xHawk	2	61	2013	4.3	1.8	6.1	UNALLOCATED	Rekonduktoring
231	Jawa Tengah	Rawalo/Kesugihan	Inc (Pedan-Tasik)	500	4xGannet	4	8	2014	1.8	0.8	2.6	APLN Percepatan	Baru
232	Jawa Tengah	Cilacap PLTU	Rawalo	500	4xZebra	2	60	2014	13.9	5.9	19.8	APLN Percepatan	Baru
233	Jawa Tengah	Jateng PLTU	Pemalang	500	4xGannet	3	60	2014	13.9	5.9	19.8	IPP	Baru
234	Jawa Tengah	Mandirancan	Tx (Ungar-Pedan)	500	4xZebra	2	400	2014	92.4	39.6	132.0	UNALLOCATED	Baru
235	Jawa Tengah	Pemalang	Inc. (Ungar-Mdcn)	500	4xGannet	4	2	2014	0.5	0.2	0.7	UNALLOCATED	Batu
236	Jawa Tengah	Ungaran PLTP	Ungaran	150	2xDove	2	40	2014	2.8	1.2	4.0	APLN FTP2	Baru
237	Jawa Tengah	Rawalo New /Kesugihan	Rawalo Old	150	2xTACSR410	2	10	2014	1.1	0.5	1.6	UNALLOCATED	Baru
238	Jawa Tengah	Rawalo	Gombong	150	2xZebra	2	86	2014	7.2	3.1	10.3	UNALLOCATED	Rekonduktoring
239	Jawa Tengah	Bantul	Dbphi (Rawalo-Pedan)	500	4xGannet	4	8	2015	1.8	0.8	2.6	UNALLOCATED	Baru
240	Jawa Tengah	Jepara II	Jepara	150	2xZebra	2	10	2015	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
241	Jawa Tengah	Bantul New	Bantul	150	2xZebra	2	18	2015	1.3	0.6	1.9	UNALLOCATED	Baru
242	Jawa Tengah	Kudus II	Inc. (Kudus-Jekulo)	150	2xZebra	2	20	2018	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
243	Jawa Tengah	Bantul II/Piungan	Inc.(Bantul-Wonosari)	150	2xZebra	2	10	2018	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
244	Jawa Tengah	Tambaklorok II	Tambaklorok	150	2xZebra	2	20	2017	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
245	Jawa Tengah	Pati II	Pati	150	2xZebra	2	20	2017	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
246	Jawa Tengah	Pandeanlamper II	Pandeanlamper	150	1xCU1000	2	10	2017	14.0	6.0	20.0	UNALLOCATED	Baru
247	Jawa Tengah	Kalibakal II	Inc.(Kibiki-Bmayu)	150	2xZebra	2	20	2018	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
248	Jawa Tengah	Sanggrahan II/Rajeg	Inc.(Sgrahan-Medari)	150	2xTACSR410	2	10	2018	1.1	0.5	1.5	UNALLOCATED	Baru
249	DIY	Palur II/Gondangrejo	Inc.(Palur-Jajar)	150	2xZebra	2	10	2011	0.8	0.4	1.2	APBN	Baru
250	DIY	Kentungan II/Kalasan	Inc.(Pedan-Kentungan)	150	2xTACSR410	2	10	2015	1.1	0.5	1.5	UNALLOCATED	Baru
251	Jawa Timur	Ngimbang	Inc. (Krian Ungar)	500	1xGannet	2	1	2010	0.2	0.1	0.3	APLN RKAP 2000	Baru
252	Jawa Timur	Paiton New	Paiton Old	500	4xGannet	1	3	2010	0.6	0.3	0.9	APLN Percepatan	Baru 1skt.
253	Jawa Timur	Ngimbang New	Mliwang	150	2xZebra	2	150	2010	12.6	5.4	18.0	APLN RKAP 2009	Baru
254	Jawa Timur	Ngimbang New	Babat	150	2xZebra	2	40	2010	3.4	1.4	4.8	APLN RKAP 2009	Baru
255	Jawa Timur	Probolinggo	Gondangwetan	150	2xZebra	2	68	2010	4.7	2.0	6.8	APLN UAI07	Rekonduktoring
256	Jawa Timur	Grati	Gondangwetan	150	2xTACSR410	2	37	2010	3.9	1.7	5.6	APLN UAI08	Rekonduktoring
257	Jawa Timur	Babat	Tuban	150	2xTACSR410	2	60	2010	6.3	2.7	9.0	APLN Percepatan	Reconduktoring/Uprating
258	Jawa Timur	Ponorogo II	Manisrejo	150	2xTACSR410	2	59	2010	6.2	2.7	8.9	APLN Percepatan	Reconduktoring/Uprating
259	Jawa Timur	Kraksaan	Probolinggo	150	1xTACSR 330	2	60	2010	5.1	2.2	7.3	APLN Percepatan	Rekonduktoring
260	Jawa Timur	Perak	Ujung	150	1xDove	2	10	2010	0.6	0.2	0.8	IBRD IFB 6	Baru
261	Jawa Timur	Paciran/Brondong	Lamongan	150	1xZebra	2	44	2011	3.7	1.6	5.3	APLN	Baru
262	Jawa Timur	Banyuwangi	Ketapang (Cable head)	150	1xTACSR 330	2	7	2011	0.6	0.3	0.8	APLN RKAP 2010	Baru
263	Jawa Timur	Kabel Jawa Madura	Suramadu	150	1xCU800	2	6	2011	8.4	3.6	12.0	APLN SKI07	Baru
264	Jawa Timur	Tanjung Awar-awar PLTU	Babat	150	2xTACSR410	2	38	2011	3.8	1.6	5.4	APLN Percepatan	Baru
265	Jawa Timur	Surabaya Selatan	Grati	500	4xGannet	1	88	2012	43.5	18.6	62.1	KE	Baru
266	Jawa Timur	Ceme	Inc. (Sgmdu-Lmgan)	150	2xACSR 340	2	2	2012	0.1	0.1	0.2	APLN	Baru
267	Jawa Timur	Sidoarjo	Inc. (Bdran-Bngil)	150	1xTACSR 330	2	24	2012	2.0	0.9	2.9	APLN	Baru
268	Jawa Timur	Kediri New	Kediri Baru	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN	Rekonduktoring
269	Jawa Timur	Banaran	Manisrejo	150	1xTACSR 330	2	142	2012	11.9	5.1	17.0	APLN	Rekonduktoring
270	Jawa Timur	Krian	Driyorejo	150	1xTACSR 330	2	11	2012	0.9	0.4	1.3	APLN	Rekonduktoring
271	Jawa Timur	Buduran II/Sedati	Inc.(Bngil-Waru)	150	2xZebra	2	3	2012	0.2	0.1	0.3	APLN JBN	Baru
272	Jawa Timur	Bringkang/Bambe	Karangpilang	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
273	Jawa Timur	Tandes New	Tandes	150	2xZebra	2	10	2012	0.8	0.4	1.2	APLN JBN	Baru
274	Jawa Timur	Pacitan 150 kV	Ponorogo II	150	2xTACSR410	2	59	2012	6.2	2.7	8.9	APLN Percepatan	Reconduktoring/Uprating
275	Jawa Timur	Pacitan 150 kV	PLTU Pacitan	150	2xTACSR410	2	124	2012	13.1	5.6	18.7	APLN Percepatan	Uprating
276	Jawa Timur	Wlingi II	Kediri	150	2xZebra	2	67	2012	5.7	2.4	8.1	KE-III lot 11	Baru
277	Jawa Timur	Tulung Agung II	Kediri	150	2xZebra	2	80	2012	6.7	2.9	9.6	KE-III lot 11	Baru
278	Jawa Timur	Kalisari	Surabaya Selatan	150	2xZebra	2	12	2012	1.0	0.4	1.4	KE-III lot 11	Baru (lot 11)
279	Jawa Timur	Manyar	Maspion Stell	70	Tacsr 330	1	1	2012	0.1	0.1	0.2	APLN	Baru
280	Jawa Timur	Simogunung/Gsari	Inc.(Swahan-Waru)	150	2xZebra	2	10	2013	0.8	0.4	1.2	KE-III	Baru

Rencana Pengembangan Sistem Penyaluran

No	Provinsi	Dari	Ke	Teg (kV)	Konduktor	cct	kms	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
281	Jawa Timur	Waru/Buduran	Bangil/Porong	150	1xTACSR 330	2	88	2013	5.5	2.4	7.9	UNALLOCATED	Baru
282	Jawa Timur	Purwosari/Sukorejo II	Inc. (Pier-Pakis)	150	2xZebra	2	10	2013	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
283	Jawa Timur	Pandaan II	Inc. (Bangil-Lawang)	150	2xZebra	2	20	2013	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
284	Jawa Timur	Kebonagung New	Kebonagung	150	2xZebra	2	30	2013	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
285	Jawa Timur	Bangil	Inc. (Piton-Kediri)	500	4xGannet	4	8	2014	1.8	0.8	2.6	UNALLOCATED	Baru
286	Jawa Timur	Willis/Ngebel PLTP	Pacitan II	150	2xHawk	2	80	2014	4.2	1.8	6.0	APLN FTP2	Baru
287	Jawa Timur	Ijen PLTP	Banyuwangi	150	2xHawk	2	80	2014	4.2	1.8	6.0	APLN FTP2	Baru
288	Jawa Timur	Iyang Argopuro PLTP	Probolinggo	150	2xDove	2	30	2014	2.1	0.9	3.0	APLN FTP2	Baru
289	Jawa Timur	Ciledug II/Alam sutra	Inc.(Cidug-Cikupa)	150	4xZebra	2	2	2014	0.3	0.1	0.4	UNALLOCATED	Baru
290	Jawa Timur	Watudodol	Lampunmerah	500	4xDove	2	4	2015	0.9	0.4	1.3	ADB	Baru
291	Jawa Timur	Blimbing II (GIS)	Pakis	150	2xZebra	2	17	2015	1.4	0.6	2.0	UNALLOCATED	Baru
292	Jawa Timur	Sambi Kerep/Tandes II	Inc.(Waru-Gresik)	150	1xCU1000	2	4	2015	5.6	2.4	8.0	UNALLOCATED	Baru
293	Jawa Timur	Trenggalek II	Tulungagung II	150	2xZebra	2	20	2015	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
294	Jawa Timur	Kedinding	Kalisari	150	2xZebra	2	40	2015	3.4	1.4	4.8	UNALLOCATED	Baru
295	Jawa Timur	Karangates II	Inc. (Kbagn-Stami)	150	2xZebra	2	30	2015	2.5	1.1	3.6	UNALLOCATED	Baru
296	Jawa Timur	Bangil New	Bangil	150	2xTACSR520	4	40	2015	4.5	1.9	6.4	UNALLOCATED	Baru
297	Jawa Timur	Jombang	Jayakertas	150	2xZebra	2	35	2016	2.9	1.3	4.2	KE-III lot 11	Baru
298	Jawa Timur	Damo Grand II	Tandes	150	2xZebra	2	20	2016	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
299	Jawa Timur	Polehan II	Inc. (Kbagn-Pakis)	150	2xZebra	2	20	2017	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
300	Jawa Timur	Turen II	Inc. (Kbagn-Pakis)	150	2xZebra	2	10	2017	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
301	Jawa Timur	Grindulu PLTA	Kediri	500	4xGannet	2	40	2018	2.8	1.2	3.9	UNALLOCATED	Baru
302	Jawa Timur	Jember II/Rambi Puji	Inc. (Tanggul-Jember)	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
303	Jawa Timur	Ploso 150 kV	New Jombang	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
304	Jawa Timur	Magetan 150 kV	Inc. (Ngawi-Palur)	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
305	Jawa Timur	Nganjuk II	Jayakertas	150	2xZebra	2	10	2019	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
306	Jawa Timur	Tarik 150 kV	Inc. (Mnro-Bnran)	150	2xZebra	2	20	2019	1.7	0.7	2.4	UNALLOCATED	Baru
307	Bali	Celukan Bawang PLTU	Incomer (Pmron-Glnuk)	150	2xHawk	2	6	2010	0.4	0.2	0.6	APLN	Baru
308	Bali	Padangsambian	Pesanggaran	150	2xHawk	2	15	2010	1.1	0.5	1.5	APLN	Rekonduktoring
309	Bali	Gilimanuk (Cable Head)	Gilimanuk	150	1xTACSR 330	2	3	2010	0.3	0.1	0.4	APLN	Rekonduktoring
310	Bali	Kapal	PLTU Celukan Bawang	150	2xTACSR410	2	140	2011	14.7	6.3	21.0	APBN	Baru
311	Bali	Kapal	Padangsambian	150	2xHawk	2	18	2011	1.3	0.5	1.8	APLN	Rekonduktoring
312	Bali	Negara	Antosari	150	1xTACSR 330	2	89	2012	7.5	3.2	10.7	APLN	Reconduktoring
313	Bali	Antosari	Kapal	150	1xTACSR 330	2	47	2012	3.9	1.7	5.6	APLN	Reconduktoring
314	Bali	Bedugul PLTP	Baturiti	150	2xHawk	2	60	2012	4.2	1.8	6.0	APLN FTP2	Baru
315	Bali	Jawa	Bali 3,4	150	Cable 150 kV	2	12	2012	43.1	18.5	61.5	KE	Baru
316	Bali	Bali Timur	Inc.(Gnyar-Sanur)	150	Patrage	2	10	2013	0.7	0.3	1.0	UNALLOCATED	Baru
317	Bali	Sanur II	Inc.(Gnyar-Sanur)	150	1xTACSR 330	2	10	2014	0.8	0.4	1.2	UNALLOCATED	Baru
318	Bali	Kapal/Adianbase	Paiton	500	4xDove	2	420	2015	97.0	41.6	138.6	ADB	Baru
319	Bali	Kapal New	Inc.(Clwng-Kapal)	150	2xTACSR410	4	20	2015	2.1	0.9	3.0	UNALLOCATED	Baru
320	Bali	Glaiyar II	Inc.(Kapal-Glanyar)	150	2xTACSR410	2	10	2018	1.1	0.5	1.5	UNALLOCATED	Baru
321	Bali	Nusa Dua II/Pecatu	Incomer (Glanyar-Sanur)	150	1xZebra	2	4	2019	0.3	0.1	0.5	UNALLOCATED	Baru
Jumlah						690	10,987		2,111	905	3,015		

LAMPIRAN C.1.6

RENCANA PENGEMBANGAN GARDU INDUK SISTEM JAWA BALI

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
1	Banten	Cikande	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
2	Banten	Kopo	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
3	Banten	Jatake	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
4	Banten	Puncak Ardi Mulya	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-4
5	Banten	Menes II	150/20	120	2010	8.9	3.8	12.7	APLN Percepatan	GI Baru Up-rate
6	Banten	Saketi II	150/20	120	2010	8.9	3.8	12.7	APLN Percepatan	GI Baru Up-rate
7	Banten	Citrahabitat	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
8	Banten	Lengkong	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
9	Banten	Pasar Kemis	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
10	Banten	Curug/Lippo Karawaci	150/20	60	2010	7.4	3.2	10.6	IBRD IFB2A	GI Baru
11	Banten	Balaraja	500/150	-	2010	4.9	2.1	7.0	APLN	Diameter Ext
12	Banten	Suralaya Baru	500/150	-	2010	17.5	7.5	25.0	APLN	Diameter Ext
13	Banten	Cilegon	500/150	500	2010	13.2	5.6	18.8	APLN	IBT-3
14	Banten	Bintaro II	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
15	Banten	Rangkasbitung II	150/20	120	2011	8.9	3.8	12.7	ADB B4	GI Baru
16	Banten	Bintaro	150/20	-	2011	3.5	1.5	5.0	APLN	Bay Ext
17	Banten	Koppo	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
18	Banten	Lippo Curug	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
19	Banten	Ciledug	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
20	Banten	Legok	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
21	Banten	Tangerang Baru	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
22	Banten	Lautan Steel	150/20	180	2011	10.4	4.4	14.8	APLN	GI Baru
23	Banten	Malingping	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN	GI Baru
24	Banten	Cilegon Lama	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
25	Banten	Teluk Naga	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
26	Banten	Balaraja 150 kV new	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
27	Banten	Lengkong	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Ext. Trf-4
28	Banten	Balaraja	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
29	Banten	Cilegon	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	KE Scattered	spare
30	Banten	Asahimas	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
31	Banten	Cilegon Baru	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
32	Banten	Puncak Ardi Mulya	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
33	Banten	Citrahabitat	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
34	Banten	Puncak Ardi Mulya	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
35	Banten	Asahimas II	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
36	Banten	Cilegon Baru II	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
37	Banten	Millenium	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	IBRD Scattered	GI Baru
38	Banten	Balaraja	500/150	500	2012	13.2	5.6	18.8	IBRD Scattered	IBT-3
39	Banten	Pelabuhan Ratu	150/20	-	2013	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
40	Banten	Lippo Curug	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
41	Banten	Serang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
42	Banten	Teluk Naga	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
43	Banten	Legok	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
44	Banten	Tangerang Baru	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
45	Banten	Tigaraksa	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
46	Banten	Bayah	150/20	60	2013	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
47	Banten	Ciledug II/Alam Sutra	150/20	120	2013	12.2	5.2	17.4	APLN RKAP 2010	GIS Baru
48	Banten	Ciledug II/Alam Sutra	150/20	60	2013	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
49	Banten	Bintaro II	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
50	Banten	Sepatan	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
51	Banten	Pasar Kemis	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
52	Banten	Lengkong 150 kV	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
53	Banten	Lengkong 500 kV	500/150	1,000	2014	44.1	18.9	63.0	UNALLOCATED	GITET Baru
54	Banten	Serang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-5
55	Banten	Tigaraksa	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
56	Banten	Millenium/Citra habitat 2	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
57	Banten	Lippo Curug	150/20	-	2016	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
58	Banten	Puncak Ardi Mulya	150/20	-	2016	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
59	Banten	Rangcae Bitung	150/20	-	2016	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
60	Banten	Teluk Naga	150/20	120	2016	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-4&5
61	Banten	Bunar II	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
62	Banten	Lippo Curug II	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
63	Banten	Tangerang Baru II	150/20	180	2016	10.4	4.4	14.8	UNALLOCATED	GI Baru
64	Banten	Puncak Ardi Mulya II/GORDA	150/20	120	2016	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru (Kawasan Industri Besar)
65	Banten	Lengkong	150/20	-	2017	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
66	Banten	Ciledug II/Alam Sutra	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-3
67	Banten	Sepatan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf- 3
68	Banten	Tigaraksa	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-6
69	Banten	Bintaro III/Jombang	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
70	Banten	Serang II/Serang Selatan	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
71	Banten	Bojanegara PLTGU	500/150	-	2017	-	-	-	UNALLOCATED	GITET Baru/KIT
72	Banten	Lautan Steel	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
73	Banten	Kopo	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
74	Banten	Lengkong II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
75	Banten	Lippo Curug II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
76	Banten	Balaraja 150 kV	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
77	Banten	Tangerang Baru II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
78	Banten	Tiga Raksa	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
79	Banten	Sepatan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf- 4
80	Banten	Malingping	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
81	Banten	Rangkasbitung II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
82	Banten	Cilegon Baru II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
83	Banten	Cilegon Lama	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
84	Banten	Lippo Curug II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
85	Banten	Menes II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
86	Banten	Balaraja	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
87	Banten	Serang III/Serang Utara	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
88	Banten	Teluk Naga II	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
89	Banten	Tiga Raksa II	150/20	180	2019	10.4	4.4	14.8	UNALLOCATED	GI Baru
90	Banten	Lengkong	500/150	500	2019	10.7	4.6	15.3	UNALLOCATED	IBT-3
91	DKI Jakarta	Senayan Baru (GIS)	150/20	60	2010	11.3	4.9	16.2	APLN RKAP 2010	GIS Baru
92	DKI Jakarta	Senayan Baru (GIS)	150/20	60	2010	11.3	4.9	16.2	APLN	GIS Baru
93	DKI Jakarta	Gandul	150/20	-	2010	1.0	0.4	1.4	APLN RKAP 2010	Bay Ext
94	DKI Jakarta	Serpong	150/20	-	2010	1.0	0.4	1.4	APLN RKAP 2010	Bay Ext
95	DKI Jakarta	Muarakarang	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN_Percepatan	Ext. Trf-3
96	DKI Jakarta	Kemayoran	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
97	DKI Jakarta	Miniatur	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
98	DKI Jakarta	MuaraKarang	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
99	DKI Jakarta	Taman Rasuna Said (GIS)	150/20	120	2010	12.2	5.2	17.4	KE-III lot 5	GIS Baru
100	DKI Jakarta	Kelapa Gading (GIS)	150/20	60	2010	11.3	4.9	16.2	KE-III lot 6	GIS Baru
101	DKI Jakarta	Pondok Indah (GIS)	150/20	120	2010	12.2	5.2	17.4	KE-III lot 6	GIS Baru
102	DKI Jakarta	Karet Lama	150/70	100	2010	2.0	0.8	2.8	IBRD IFB2A	Ext. Trf-1
103	DKI Jakarta	Gandul	500/150	500	2010	13.2	5.6	18.8	APLN RKAP 2008	IBT-3
104	DKI Jakarta	Bekasi	500/150	500	2010	15.8	6.8	22.5	APLN RKAP 2009	IBT-3
105	DKI Jakarta	Antasari/CSW II (GIS)	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
106	DKI Jakarta	Durentiga	150/20	-	2011	3.5	1.5	5.0	APLN	Bay Ext
107	DKI Jakarta	Cipinang (GIS)	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
108	DKI Jakarta	Durentiga (GIS)	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-3
109	DKI Jakarta	KandangSapi (GIS)	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
110	DKI Jakarta	Kebonsirih (GIS)	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
111	DKI Jakarta	Plumpang	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
112	DKI Jakarta	Gandaria 150 (GIS)	150/20	180	2011	13.0	5.6	18.6	APLN_Percepatan	GIS Baru
113	DKI Jakarta	Manggabesar	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Ext. 3rd X-mer
114	DKI Jakarta	Dukuh Atas	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
115	DKI Jakarta	Duren Tiga	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
116	DKI Jakarta	Gambir Lama	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
117	DKI Jakarta	Gedung Pola	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
118	DKI Jakarta	Kebon Sirih	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
119	DKI Jakarta	Kemang	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
120	DKI Jakarta	Ketapang	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
121	DKI Jakarta	Mangga Besar	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
122	DKI Jakarta	Manggarai	150/20	-	2011	3.5	1.5	5.0	KE Scattered	Bay Ext
123	DKI Jakarta	New Senayan	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
124	DKI Jakarta	Senayan	150/20	-	2011	1.8	0.8	2.5	KE Scattered	Bay Ext
125	DKI Jakarta	Tanah Tinggi (GIS)	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	KE-III lot 5	GIS Baru
126	DKI Jakarta	Jatiwaringin	150/20	120	2011	8.9	3.8	12.7	KE-III lot 6	GI Baru
127	DKI Jakarta	Cawang	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	KE Scattered	spare
128	DKI Jakarta	Gandul	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	KE Scattered	spare
129	DKI Jakarta	Kembangan	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	KE Scattered	spare
130	DKI Jakarta	Mangga Besar II GIS/Gunung Sahari	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
131	DKI Jakarta	Durikosambi II (GIS)/Daanmogot	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	KE Scattered	GIS Baru
132	DKI Jakarta	Semanggi Barat (GIS)	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	KE Scattered	GIS Baru
133	DKI Jakarta	Cilengsi II	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
134	DKI Jakarta	Karet Lama	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
135	DKI Jakarta	Kemayoran	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
136	DKI Jakarta	Abadi GunaPapan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext.Trf-3
137	DKI Jakarta	Grogol (GIS)	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext.Trf-3
138	DKI Jakarta	Jatirangon II/Cibubur	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
139	DKI Jakarta	Cakung Township/Garden City	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	APLN RKAP 2010	GIS Baru
140	DKI Jakarta	Kapuk (PIK)	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	APLN RKAP 2010	GIS Baru
141	DKI Jakarta	Cawang (GIS)	500/150	500	2012	25.4	10.9	36.3	UNALLOCATED	IBT-3/GIS
142	DKI Jakarta	Bintaro (GIS)	150/20	-	2013	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
143	DKI Jakarta	Plumpang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.
144	DKI Jakarta	Durikosambi	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
145	DKI Jakarta	Kembangan	500/150	-	2013	17.5	7.5	25.0	KE Scattered	Diameter Ext
146	DKI Jakarta	Durikosambi (GIS) 500 kV	500/150	1,000	2013	77.4	33.2	110.5	KE Scattered	GITET Baru/GIS
147	DKI Jakarta	Kembangan	500/150	-	2013	17.5	7.5	25.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
148	DKI Jakarta	Karet	150/20	-	2014	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
149	DKI Jakarta	Kelapa Gading (GIS)	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
150	DKI Jakarta	Pondok Indah (GIS)	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
151	DKI Jakarta	Kandangsapi (GIS)	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
152	DKI Jakarta	Taman Rasuna Said (GIS)	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
153	DKI Jakarta	Karet New	150/20	60	2014	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
154	DKI Jakarta	Kemayoran II	150/20	120	2014	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
155	DKI Jakarta	Gandul	500/150	-	2014	4.9	2.1	7.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
156	DKI Jakarta	Cawang Baru (GIS) 500 kV	500/150	1,000	2014	59.9	25.7	85.5	UNALLOCATED	GITET Baru/GIS
157	DKI Jakarta	Gambir Lama interface (GIL)	150/20	-	2015	5.3	2.3	7.5	UNALLOCATED	Bay Ext
158	DKI Jakarta	Gandaria	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
159	DKI Jakarta	Muarakarang	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
160	DKI Jakarta	Muaratawar	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
161	DKI Jakarta	Manggarai	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.
162	DKI Jakarta	Daanmogot/Durikosambi II (GIS)	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
163	DKI Jakarta	Durikosambi II (GIS)/Daanmogot	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
164	DKI Jakarta	Senayan Baru (GIS)	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
165	DKI Jakarta	Penggilingan	150/20	120	2015	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
166	DKI Jakarta	Semanggi Barat (GIS)	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
167	DKI Jakarta	Gandaria II/Mekarsari	150/20	120	2015	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
168	DKI Jakarta	Pondok Indah II/Cirende	150/20	180	2015	10.4	4.4	14.8	UNALLOCATED	GI Baru
169	DKI Jakarta	Dukuh Atas II (GIS)	150/20	120	2015	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
170	DKI Jakarta	Gambir Lama II (GIS)	150/20	180	2015	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
171	DKI Jakarta	Priok Timur I/Taman Harapan Indah	150/20	180	2013	13.0	5.6	18.6	APLN RKAP 2010	GIS Baru
172	DKI Jakarta	Cawang Baru	150/20	-	2016	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
173	DKI Jakarta	Semanggi Barat (GIS)	150/20	-	2016	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
174	DKI Jakarta	Mangga Besar II GIS/Gunung Sahari	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-3
175	DKI Jakarta	Antasari/CSW II (GIS)	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
176	DKI Jakarta	Cipinang II/Jatinegara	150/20	120	2016	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
177	DKI Jakarta	Durentiga II/Ragunan	150/20	120	2016	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
178	DKI Jakarta	Muarakarang 150 kV New	150/20	120	2016	15.7	6.7	22.4	UNALLOCATED	GIS Baru
179	DKI Jakarta	Plumpang 150 kV	150/20	60	2016	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
180	DKI Jakarta	Semanggi Barart II/T.Abang	150/20	120	2016	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
181	DKI Jakarta	Taman Rasuna Said II/Pengadegan	150/20	180	2016	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
182	DKI Jakarta	Dusikosambi (GIS)	500/150	-	2016	17.5	7.5	25.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
183	DKI Jakarta	Muarakarang (GIS) 500 kV	500/150	1,000	2016	59.9	25.7	85.5	UNALLOCATED	GITET Baru/GIS
184	DKI Jakarta	Pulomas	150/20	-	2017	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
185	DKI Jakarta	Penggilingan	150/20	-	2017	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
186	DKI Jakarta	Senayan	150/20	-	2017	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
187	DKI Jakarta	Gambir Lama II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-3
188	DKI Jakarta	Muarakarang II/Kapuk (PIK)	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
189	DKI Jakarta	Kelapa Gading (GIS)	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
190	DKI Jakarta	Tanah Tinggi (GIS)	150/20	120	2017	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext.Trf-3 & 4
191	DKI Jakarta	Abadi Guna Papan II	150/20	180	2017	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
192	DKI Jakarta	Danayasa II/Smg.Timur	150/20	60	2013	11.3	4.9	16.2	APLN RKAP 2010	Ext.Trf-2
193	DKI Jakarta	Danayasa II/Smg.Timur	150/20	60	2017	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
194	DKI Jakarta	Durikosambi III/Rawa Buaya	150/20	180	2017	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
195	DKI Jakarta	Pulomas New	150/20	60	2017	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
196	DKI Jakarta	Penggilingan II	150/20	120	2017	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
197	DKI Jakarta	Senayan Baru II	150/20	120	2017	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
198	DKI Jakarta	Durentiga II/Ragunan	150/20	-	2018	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
199	DKI Jakarta	Plumpang	150/20	-	2018	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
200	DKI Jakarta	Dukuh Atas II (GIS)	150/20	60	2018	1.5	0.6	2.1	UNALLOCATED	Ext. Trf-2&3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
201	DKI Jakarta	Kemayoran II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
202	DKI Jakarta	Cakung Townsip	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2&3
203	DKI Jakarta	Semanggi Barart II/T.Abang	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-2
204	DKI Jakarta	Pondok Indah II/Cirende	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
205	DKI Jakarta	CSW III/Mrt Psr Mede	150/20	120	2018	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
206	DKI Jakarta	Pulogadung 150 kV	150/20	120	2018	17.4	7.5	24.9	UNALLOCATED	GIS Baru
207	DKI Jakarta	Cawang II (GIS)	500/150	-	2018	17.5	7.5	25.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
208	DKI Jakarta	Pulogadung (GIS) 500 kV	500/150	1,000	2018	59.9	25.7	85.5	UNALLOCATED	GITET Baru/GIS
209	DKI Jakarta	Taman Rasuna Said II/Pengadegan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
210	DKI Jakarta	Penggilingan II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
211	DKI Jakarta	Senayan Baru II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
212	DKI Jakarta	Muarakarang II/Kapuk (PIK)	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
213	DKI Jakarta	Kebon Sirih II (GIS)	150/20	120	2019	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
214	DKI Jakarta	Kelapa Gading II (GIS)/Koja	150/20	180	2019	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
215	DKI Jakarta	Pondok Indah III/Ciputat	150/20	180	2019	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
216	Jawa Barat	Sukamandi	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	ADB B1	Ext. Trf-2
217	Jawa Barat	Padalarang Baru	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	ADB B6	Uprate 30
218	Jawa Barat	Tegal Herang	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-2
219	Jawa Barat	Cikarang Lippo	150/20	60	2010	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
220	Jawa Barat	Padalarang Baru	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
221	Jawa Barat	Lagadar	150/20	-	2010	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
222	Jawa Barat	Patuha	150/20	30	2010	6.8	2.9	9.7	APLN FTP2	GI Baru (Kit)
223	Jawa Barat	Sukatani /Gobel	150/20	60	2010	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
224	Jawa Barat	Cimanggis	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-3
225	Jawa Barat	Ganda Mekar	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. 3rd
226	Jawa Barat	Semen Cibinong	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-2
227	Jawa Barat	Jababeka	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-4
228	Jawa Barat	Tambun	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Uprate 30
229	Jawa Barat	Cibinong	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Uprate 30
230	Jawa Barat	Fajar Surya.W	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Uprate 30 (ke Scang)
231	Jawa Barat	Sumadra	70/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
232	Jawa Barat	Arjawinangun	70/20	30	2010	0.6	0.2	0.8	APLN	Uprate 20
233	Jawa Barat	Tanggeung	70/20	30	2010	4.0	1.7	5.8	APLN - DIST	GI Baru
234	Jawa Barat	Cangkring	70/20	20	2010	0.5	0.2	0.8	APLN_Percepatan	Eks. Uprate 10
235	Jawa Barat	Babakan	70/20	30	2010	0.6	0.2	0.8	APLN_Percepatan	Uprate 10
236	Jawa Barat	Cikedung	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	ADB (IEE)	GI Baru
237	Jawa Barat	Cikijing	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	ADB (IEE)	GI Baru
238	Jawa Barat	Karang Nunggal	150/20	30	2011	7.4	3.2	10.6	ADB (IEE)	GI Baru
239	Jawa Barat	Bekasi Utara/Tarumajaya	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
240	Jawa Barat	Braga (GIS)	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
241	Jawa Barat	Cibabat II (GIS)	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
242	Jawa Barat	Dayeuhkolot (GIS)	150/20	120	2011	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
243	Jawa Barat	Cibatu	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	ADB B1	Ext. Trf-2
244	Jawa Barat	Dago Pakar	150/20	120	2011	7.5	3.2	10.7	ADB B4	GIS Baru
245	Jawa Barat	Kedung Badak II	150/20	120	2011	8.9	3.8	12.7	ADB B5	GI Baru Uprate
246	Jawa Barat	Bandung Utara	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
247	Jawa Barat	Mandirancan	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
248	Jawa Barat	Tasik Malaya	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
249	Jawa Barat	Poncol Baru	150/20	120	2011	3.1	1.3	4.4	APLN	Ext. Trf-1&2
250	Jawa Barat	Mekarsari	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-2
251	Jawa Barat	Cibadak Baru	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
252	Jawa Barat	Sunyaragi	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
253	Jawa Barat	Teluk Jambe	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-3
254	Jawa Barat	Kosambi Baru	150/20	120	2011	3.1	1.3	4.4	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3&4
255	Jawa Barat	Tambun	150/20	120	2011	3.1	1.3	4.4	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4&5
256	Jawa Barat	Bekasi	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-5
257	Jawa Barat	Cibinong	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-5
258	Jawa Barat	Garut	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Uprate 30
259	Jawa Barat	Ujung Berung 150 kV	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN	GI Baru
260	Jawa Barat	Malangbong Baru	150/20	120	2011	8.9	3.8	12.7	APLN	GI Baru Up-rate
261	Jawa Barat	Lagadar	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
262	Jawa Barat	Cirata Baru	150/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
263	Jawa Barat	Cibatu	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
264	Jawa Barat	Cikasungka	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
265	Jawa Barat	Rancaekek	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
266	Jawa Barat	Cigerelang	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
267	Jawa Barat	Karawang	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
268	Jawa Barat	Tambun	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
269	Jawa Barat	Sentul	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
270	Jawa Barat	Cikumpay	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Ext. Trf-3
271	Jawa Barat	Cigereleng	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4 (eks. Bdutr)
272	Jawa Barat	Ciawi Baru	150/20	120	2011	8.9	3.8	12.7	APLN Percepatan	GI Baru Uprate
273	Jawa Barat	Bandung Utara	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Ext. Trf-4
274	Jawa Barat	Jatibarang	150/70	100	2011	1.4	0.6	2.1	ADB B1	Ext. IBT-1
275	Jawa Barat	Kadipaten	150/70	100	2011	1.4	0.6	2.1	APLN	Ext. IBT-1
276	Jawa Barat	Cibatu	500/150	-	2011	4.9	2.1	7.0	APLN	Diameter Ext
277	Jawa Barat	Cibatu	500/150	500	2011	13.2	5.6	18.8	APLN	IBT-4
278	Jawa Barat	Mandirancan	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	APLN	spare
279	Jawa Barat	Ujung berung 500 kV	500/150	500	2011	28.0	12.0	40.0	APLN JBN	GITET Baru
280	Jawa Barat	Depok III/Rawadenok	500/150	500	2011	13.2	5.6	18.8	IBRD Scattered	IBT-2

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
281	Jawa Barat	Bunar	70/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Trf-3
282	Jawa Barat	Depok Baru	70/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Trf-3
283	Jawa Barat	Subang	70/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
284	Jawa Barat	Babakan	70/20	30	2011	0.6	0.2	0.8	APLN	Uprate 10
285	Jawa Barat	Pameungpeuk	70/20	30	2011	0.6	0.2	0.8	APLN	Uprate 10
286	Jawa Barat	Arjawinangun	70/20	30	2011	0.6	0.2	0.8	APLN	Uprate 20
287	Jawa Barat	Pangandaran	70/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
288	Jawa Barat	Bogor Kota (GIS)	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	APLN RKAP 2010	GIS Baru
289	Jawa Barat	Haurgeulis	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
290	Jawa Barat	Padalarang Baru	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	ADB B6	Ext. Trf-4
291	Jawa Barat	Kamojang	150/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	ADB B6	Ext.Trf-2
292	Jawa Barat	Garut	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
293	Jawa Barat	Garut	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
294	Jawa Barat	Pelabuhan Ratu II	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN_Percepatan	GI Baru
295	Jawa Barat	Muaratawar	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	KE Scattered	GI Baru
296	Jawa Barat	Bandung Selatan	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN RKAP 2010	Bay Ext
297	Jawa Barat	Cibinong	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
298	Jawa Barat	PLTA Jatiluhur	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
299	Jawa Barat	Ubrug	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
300	Jawa Barat	Cibeureum	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext 2nd ex. RCKSBA
301	Jawa Barat	Ciamis	150/20	-	2012	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. bay
302	Jawa Barat	Darajat	150/20	-	2012	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. bay
303	Jawa Barat	Kamojang	150/20	-	2012	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. bay
304	Jawa Barat	Depok III/Rawadenok	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
305	Jawa Barat	Kiarapayung	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
306	Jawa Barat	Maligi	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
307	Jawa Barat	Mandirancan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
308	Jawa Barat	Pabuaran	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
309	Jawa Barat	Tasikmalaya New	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
310	Jawa Barat	Ujung berung 150 kV	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
311	Jawa Barat	Ciawi Baru	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
312	Jawa Barat	Fajar Surya.W	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
313	Jawa Barat	Dawuan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
314	Jawa Barat	Pinayungan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
315	Jawa Barat	Jababeka	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-5
316	Jawa Barat	Bandung Selatan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-4
317	Jawa Barat	Cileungsi II/Jonggol	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
318	Jawa Barat	Cimanggis II/Kotakembang	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
319	Jawa Barat	Jatiluhur II	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
320	Jawa Barat	Kanci	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
321	Jawa Barat	Lembursitu Baru	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
322	Jawa Barat	Bandung Timur II	150/20	180	2012	10.4	4.4	14.8	UNALLOCATED	GI Baru uprate
323	Jawa Barat	Bogor II	150/20	60	2012	11.3	4.9	16.2	APLN RKAP 2010	GIS Baru
324	Jawa Barat	Bogor II	150/20	60	2012	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
325	Jawa Barat	Kiaracondong II (GIS)	150/20	120	2012	12.2	5.2	17.4	APLN RKAP 2010	GIS Baru
326	Jawa Barat	Tasikmalaya	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 15
327	Jawa Barat	Ciamis	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
328	Jawa Barat	Kanci	150/70	60	2012	0.6	0.3	0.9	UNALLOCATED	Eks. Bongkaran
329	Jawa Barat	Banjar	150/70	30	2012	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
330	Jawa Barat	Muaratawar	500/150	1,000	2012	26.3	11.3	37.6	KE Scattered	IBT-1&2
331	Jawa Barat	Cangkring	70/20	20	2012	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Eks. Trf-3
332	Jawa Barat	Santosa	70/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
333	Jawa Barat	Sumedang	70/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
334	Jawa Barat	Parakan	70/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	uprate 2x10
335	Jawa Barat	Cikedung	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	ADB	Ext. Trf-2
336	Jawa Barat	Cibabat II (GIS)	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	ADB (IEE)	Ext. Trf-3
337	Jawa Barat	Sukamandi	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	ADB B1	Ext. Trf-3
338	Jawa Barat	Lagadar	150/20	-	2013	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
339	Jawa Barat	Rancakasumba/Panyadap	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	KE III Lot 3	Ext. Trf-4
340	Jawa Barat	Ujung Berung	150/20	-	2013	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
341	Jawa Barat	Purwakarta	150/20	-	2013	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
342	Jawa Barat	Patuha	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
343	Jawa Barat	Sukatani/Gobel	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
344	Jawa Barat	Kedung Badak II	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
345	Jawa Barat	Menes II	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
346	Jawa Barat	Lagadar	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
347	Jawa Barat	Sunyaragi	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
348	Jawa Barat	Parung Mulya	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
349	Jawa Barat	Cikasungka	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
350	Jawa Barat	Arjawinangun II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
351	Jawa Barat	Cikumpay II/Sadang	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
352	Jawa Barat	Kadipaten II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
353	Jawa Barat	Kuningan II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
354	Jawa Barat	Panasia II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
355	Jawa Barat	Subang II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
356	Jawa Barat	Babakan II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru uprate
357	Jawa Barat	Rengasdengklok II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru uprate
358	Jawa Barat	Majalaya II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru Up-rate
359	Jawa Barat	Cibadak Baru II	150/20	120	2013	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
360	Jawa Barat	Tasikmalaya	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
361	Jawa Barat	Bandung Utara	150/20	-	2014	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
362	Jawa Barat	Pelabuhan Ratu	150/20	-	2014	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
363	Jawa Barat	Depok III/Rawadenok	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
364	Jawa Barat	Lembursitu Baru	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
365	Jawa Barat	New Ujungberung	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
366	Jawa Barat	Cianjur	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4&5
367	Jawa Barat	Cianjur	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4&5
368	Jawa Barat	Bandung Selatan II/Ketapang	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
369	Jawa Barat	Bekasi II	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
370	Jawa Barat	Cibabat III	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
371	Jawa Barat	Tambun 150 kV	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
372	Jawa Barat	Kracak Baru	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru Up-rate
373	Jawa Barat	Depok II (GIS)	150/20	180	2014	13.0	5.6	18.6	UNALLOCATED	GIS Baru
374	Jawa Barat	Upper Cisokan PS	500/150	-	2014	-	-	-	IBRD	GITET Baru/KIT
375	Jawa Barat	Mandirancan	500/150	-	2014	14.0	6.0	20.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
376	Jawa Barat	Tambun 500 kV	500/150	1,000	2014	44.1	18.9	63.0	UNALLOCATED	GITET Baru
377	Jawa Barat	Kracak Baru	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
378	Jawa Barat	Rangcae Bitung II	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
379	Jawa Barat	Pelabuhan Ratu II	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
380	Jawa Barat	Kiaracondong II (GIS)	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
381	Jawa Barat	Bunar II	150/20	120	2015	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
382	Jawa Barat	Cangkring II	150/20	60	2015	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru uprate
383	Jawa Barat	Sumedang Baru/Tj.Sari	150/20	60	2015	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru uprate
384	Jawa Barat	Indramayu PLTU 1000	500/150	-	2015	-	-	-	JICA	GITET Baru/KIT
385	Jawa Barat	Pameungpeuk	70/20	20	2015	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
386	Jawa Barat	Santosa	70/20	30	2015	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
387	Jawa Barat	Pamaungpeuk	70/20	30	2015	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	uprate 10
388	Jawa Barat	Cikumpay	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
389	Jawa Barat	Bogor X 150	150/20	120	2016	9.9	4.2	14.1	JICA	GI Baru
390	Jawa Barat	Malangbong Baru	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-3
391	Jawa Barat	Cileungsi II/Jonggol	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
392	Jawa Barat	Cirata Baru	150/20	30	2016	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
393	Jawa Barat	Jatiwaringin	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
394	Jawa Barat	Ciawi Baru	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
395	Jawa Barat	Garut	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
396	Jawa Barat	Lembursitu Baru	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
397	Jawa Barat	Tasikmalaya	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
398	Jawa Barat	Indramayu II	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
399	Jawa Barat	Jababeka II	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
400	Jawa Barat	Bengkong II	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru Up-rate

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
401	Jawa Barat	Cibatu Baru 150 kV	150/20	120	2016	9.9	4.2	14.1	UNALLOCATED	GIS Baru
402	Jawa Barat	Cigereleng 150 kV	150/20	120	2016	9.9	4.2	14.1	UNALLOCATED	GIS Baru
403	Jawa Barat	Bogor X & Menim Conv 3000MW	500 HVDC	-	2016	453.6	194.4	648.0	JICA	Converter3000MW
404	Jawa Barat	Bogor X 500 kV	500/150	1,000	2016	49.0	21.0	70.0	JICA	GITET Baru
405	Jawa Barat	Cibinong	500/150	-	2016	2.5	1.1	3.5	UNALLOCATED	Diameter Ext
406	Jawa Barat	Cibatu Baru 500 kV	500/150	1,000	2016	44.1	18.9	63.0	UNALLOCATED	GITET Baru
407	Jawa Barat	Cigereleng 500 kV	500/150	500	2016	32.9	14.1	47.0	UNALLOCATED	GITET Baru
408	Jawa Barat	Ujung Berung	500/150	500	2016	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-2
409	Jawa Barat	Tanggeung	70/20	30	2016	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
410	Jawa Barat	Pangandaran	70/20	30	2016	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	uprate 10
411	Jawa Barat	Padalarang Baru	150/20	-	2017	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
412	Jawa Barat	Cikarang Lippo	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
413	Jawa Barat	Kanci	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
414	Jawa Barat	Karang Nunggal	150/20	30	2017	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
415	Jawa Barat	Bunar II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
416	Jawa Barat	Cibeureum	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
417	Jawa Barat	Dayeuhkolot (GIS)	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
418	Jawa Barat	Pabuaran	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
419	Jawa Barat	Poncol Baru	150/20	120	2017	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
420	Jawa Barat	Rengasdengklok II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
421	Jawa Barat	Bogor II	150/20	120	2017	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
422	Jawa Barat	Cikumpay II/Sadang	150/20	120	2017	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
423	Jawa Barat	Haurgeulis	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
424	Jawa Barat	Kosambi Baru	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
425	Jawa Barat	Tambun II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
426	Jawa Barat	Cikasungka	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-5
427	Jawa Barat	Cianjur II/Rajamandala	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
428	Jawa Barat	Cibabat IV/G. Batu	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
429	Jawa Barat	Fajar Suryawisesa II	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
430	Jawa Barat	Lagadar II	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
431	Jawa Barat	Padalarang Baru II	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
432	Jawa Barat	Kiaracandong III	150/20	120	2017	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
433	Jawa Barat	Kediri	500/150	-	2017	4.9	2.1	7.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
434	Jawa Barat	Matenggeng PS	500/150	-	2017	-	-	-	UNALLOCATED	GITET Baru/KIT
435	Jawa Barat	Sumadra	70/20	30	2017	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
436	Jawa Barat	Banjar	150/20	-	2018	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
437	Jawa Barat	Kadipaten II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-3
438	Jawa Barat	Cikijing	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
439	Jawa Barat	Jatirangon II/Cibubur	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
440	Jawa Barat	Bekasi Utara/Tarumajaya	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
441	Jawa Barat	Ciamis	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
442	Jawa Barat	Dago pakar	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
443	Jawa Barat	Jatibarang	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
444	Jawa Barat	Kuningan II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
445	Jawa Barat	Majalaya II	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
446	Jawa Barat	Mandirancan	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
447	Jawa Barat	Muaratawar	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
448	Jawa Barat	Tegal Herang	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
449	Jawa Barat	Banjar	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
450	Jawa Barat	Depok III/Rawadenok	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
451	Jawa Barat	Ujung Berung New	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
452	Jawa Barat	Sukamandi	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
453	Jawa Barat	Cigereleng	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
454	Jawa Barat	Rancakasumba/Panyadap	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
455	Jawa Barat	Tasikmalaya New	150/20	120	2018	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
456	Jawa Barat	Bandung Selatan	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
457	Jawa Barat	Pangandaran II/Cikatomas	150/20	60	2018	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
458	Jawa Barat	Purwakarta	70/20	30	2018	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
459	Jawa Barat	Peruri	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
460	Jawa Barat	Cikasungka	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
461	Jawa Barat	Rancakasumba	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
462	Jawa Barat	Jababeka II	150/20	120	2019	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext Trf-3&4
463	Jawa Barat	Malangbong Baru	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-4
464	Jawa Barat	Cimanggis	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
465	Jawa Barat	Gandaria II/Mekarsari	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
466	Jawa Barat	Arjawinangun II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
467	Jawa Barat	Bogor Kota (GIS)	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
468	Jawa Barat	Braga (GIS)	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
469	Jawa Barat	Cibadak Baru II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
470	Jawa Barat	Fajar Suryawisesa II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
471	Jawa Barat	Subang II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
472	Jawa Barat	Bandung Selatan II/Ketapang	150/20	120	2019	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
473	Jawa Barat	Bekasi II	150/20	120	2019	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
474	Jawa Barat	Bandung Timur II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
475	Jawa Barat	Cimanggis II/Kotakembang	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
476	Jawa Barat	Gandamekar	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
477	Jawa Barat	Kedung Badak II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
478	Jawa Barat	Kiaracondong II (GIS)	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
479	Jawa Barat	Ujung berung	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
480	Jawa Barat	Teluk Jambe	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
481	Jawa Barat	Ciawi Baru	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
482	Jawa Barat	Dawuan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
483	Jawa Barat	Haurgeulis	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
484	Jawa Barat	Lembursitu Baru	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
485	Jawa Barat	Sunyaragi	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
486	Jawa Barat	Kamojang	150/20	30	2019	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
487	Jawa Barat	Cikasungka II	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
488	Jawa Barat	Garut II	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
489	Jawa Barat	Kosambi Baru II	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
490	Jawa Barat	Parakan II/Jt. Gede	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
491	Jawa Barat	Poncol Baru II/Bj.Menteng	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
492	Jawa Barat	Rancakasumba II/Panyadap	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
493	Jawa Barat	Tambun III	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
494	Jawa Tengah	Dieng	150/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Bongkaran
495	Jawa Tengah	Kaliwungu	150/20	30	2010	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Uprate 16 eks. Krapyak
496	Jawa Tengah	Rawalo	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 16
497	Jawa Tengah	Kalibakal	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 20
498	Jawa Tengah	Pedan	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB-5	Ext. Trf-2
499	Jawa Tengah	Mangkunegaran	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot3-A	Ext. Trf-2
500	Jawa Tengah	Sanggrahan	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot3-A	Uprate 30
501	Jawa Tengah	Gondangrejo/Palur II	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
502	Jawa Tengah	Gondangrejo/Palur II	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APBN	GI Baru
503	Jawa Tengah	Sayung	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
504	Jawa Tengah	Kebumen	150/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Bongkaran
505	Jawa Tengah	Temanggung	150/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Trf-2 Ex. Bkran
506	Jawa Tengah	Kebasen II/Balapulang	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
507	Jawa Tengah	Tanjung Jati	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN	GI Baru
508	Jawa Tengah	Ungaran	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Uprate 15 eks. TBROK
509	Jawa Tengah	Brebes	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
510	Jawa Tengah	Mojosongo	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Uprate 30
511	Jawa Tengah	Purwodadi	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Uprate 30
512	Jawa Tengah	Kedungombo	150/20	16	2011	0.4	0.2	0.5	APLN	Uprate 6.3 eks. Krapyak
513	Jawa Tengah	Sayung	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
514	Jawa Tengah	Blora	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 16
515	Jawa Tengah	Bumiayu	150/20	30	2011	0.6	0.2	0.8	IBRD	Uprate 16
516	Jawa Tengah	Pandeanlamper	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 16
517	Jawa Tengah	Lomanis	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 20
518	Jawa Tengah	Purworejo	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD IFB2A	Uprate 20
519	Jawa Tengah	Blora	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
520	Jawa Tengah	Klaten	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
521	Jawa Tengah	Pati	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
522	Jawa Tengah	Tambaklorok	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
523	Jawa Tengah	Wonosobo	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 16
524	Jawa Tengah	Jekulo	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 20
525	Jawa Tengah	Bringin	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
526	Jawa Tengah	Pandean Lamper	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
527	Jawa Tengah	Pekalongan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
528	Jawa Tengah	Secang	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
529	Jawa Tengah	Pekalongan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 31,5
530	Jawa Tengah	Batang	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot 10	Ext Trf-3
531	Jawa Tengah	Tanjung Jati	500/150	-	2011	17.5	7.5	25.0	ADB	Diameter Ext
532	Jawa Tengah	Pedan	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	APLN	spare
533	Jawa Tengah	Pedan	500/150	500	2011	13.2	5.6	18.8	IBRD Scattered	IBT-3
534	Jawa Tengah	Pracimantoro/Nguntoronadi	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
535	Jawa Tengah	Solo Baru/Solo Baru	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-2
536	Jawa Tengah	Gombong	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
537	Jawa Tengah	Majenang	150/20	60	2012	0.5	0.2	0.8	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
538	Jawa Tengah	Rawalo	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
539	Jawa Tengah	Sragen	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
540	Jawa Tengah	Ungaran	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext. Trf-3
541	Jawa Tengah	Simpang Lima (GIS)	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Ext.Trf-2
542	Jawa Tengah	Secang	150/20	60	2012	0.6	0.2	0.8	IBRD Scattered	Uprate 16
543	Jawa Tengah	Bumiayu	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
544	Jawa Tengah	Sanggrahan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
545	Jawa Tengah	Semanu	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
546	Jawa Tengah	Semanu	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	IBRD Scattered	Uprate 30
547	Jawa Tengah	Kudus	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
548	Jawa Tengah	Randugarut (GIS)	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
549	Jawa Tengah	Bawen	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
550	Jawa Tengah	Kentungan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
551	Jawa Tengah	Sragen	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
552	Jawa Tengah	Cepu	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 16 eks. KUDUS
553	Jawa Tengah	Banyudono	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
554	Jawa Tengah	Lomanis	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
555	Jawa Tengah	Tanjung Jati B PLTU	500/150	1,000	2012	26.3	11.3	37.6	IPP	IBT-1&2
556	Jawa Tengah	Rawalo	150/20	-	2013	1.0	0.4	1.4	APLN_Percepatan	Bay Ext
557	Jawa Tengah	Rawalo New	150/20	60	2013	7.4	3.2	10.6	APLN_Percepatan	GI Baru
558	Jawa Tengah	Purbalingga	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
559	Jawa Tengah	Brebes	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
560	Jawa Tengah	Rembang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
561	Jawa Tengah	Pekalongan II/Kajen	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
562	Jawa Tengah	Sragen	150/20	120	2013	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Uprate 2X60
563	Jawa Tengah	Mrica	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
564	Jawa Tengah	Masaran	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
565	Jawa Tengah	Pemalang 150 kV	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
566	Jawa Tengah	Godean	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
567	Jawa Tengah	Majenang	150/20	30	2014	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
568	Jawa Tengah	Kesugihan 150 kV	150/20	60	2014	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
569	Jawa Tengah	Pandeanlamper	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 16
570	Jawa Tengah	Bawen	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
571	Jawa Tengah	Tambaklorok	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
572	Jawa Tengah	Cilacap PLTU	500/150	-	2014	-	-	-	APLN Percepatan	GITET Baru/KIT
573	Jawa Tengah	Jateng PLTU IPP	500/150	-	2014	-	-	-	IPP	GITET Baru/KIT
574	Jawa Tengah	Pemalang 500 kV	500/150	1,000	2014	51.5	22.1	73.5	IPP PLTU Jateng	GITET Baru
575	Jawa Tengah	Kesugihan 500 kV	500/150	500	2014	32.9	14.1	47.0	UNALLOCATED	GITET Baru
576	Jawa Tengah	Kebasen II/Balapulang	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
577	Jawa Tengah	Wonogiri	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
578	Jawa Tengah	Pati	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
579	Jawa Tengah	Bringin	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
580	Jawa Tengah	Kalibakal	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
581	Jawa Tengah	Majenang	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
582	Jawa Tengah	Mojosongo	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
583	Jawa Tengah	Purwodadi	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
584	Jawa Tengah	Jajar	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate-16
585	Jawa Tengah	Ungaran	500/150	500	2015	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-3
586	Jawa Tengah	Semen Nusantara	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
587	Jawa Tengah	Kudus II	150/20	60	2016	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
588	Jawa Tengah	Batang	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
589	Jawa Tengah	Purworejo	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
590	Jawa Tengah	Sayung	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
591	Jawa Tengah	Srondol	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 32
592	Jawa Tengah	Kesugihan	500/150	-	2016	4.9	2.1	7.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
593	Jawa Tengah	Kesugihan	500/150	500	2016	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-2
594	Jawa Tengah	Pandeanlamper	150/20	-	2017	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
595	Jawa Tengah	Tambaklorok	150/20	-	2017	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
596	Jawa Tengah	Simpang Lima	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
597	Jawa Tengah	Pandeanlamper II	150/20	60	2017	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
598	Jawa Tengah	Tambaklorok II	150/20	60	2017	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
599	Jawa Tengah	Gombong	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
600	Jawa Tengah	Kebasen	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
601	Jawa Tengah	Kebumen	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
602	Jawa Tengah	Klaten	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
603	Jawa Tengah	Rawalo	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
604	Jawa Tengah	Kaliwungu	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
605	Jawa Tengah	Sayung	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
606	Jawa Tengah	Weleri	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
607	Jawa Tengah	Kalibakal II	150/20	120	2018	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
608	Jawa Tengah	Sanggrahan II/Rajeg	150/20	120	2018	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
609	Jawa Tengah	Rembang	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
610	Jawa Tengah	Temanggung	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
611	Jawa Tengah	Wonosobo	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
612	Jawa Tengah	Pati	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
613	Jawa Tengah	Purbalingga	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
614	Jawa Tengah	Tanjung Jati	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
615	Jawa Tengah	Banyudono	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
616	Jawa Tengah	Bawen	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
617	Jawa Tengah	Masaran	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
618	Jawa Tengah	Pekalongan II/Kajen	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
619	Jawa Tengah	Purwodadi	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
620	Jawa Tengah	Randu Garut	150/20	30	2019	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
621	Jawa Tengah	Solo Baru/Solo Baru	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
622	Jawa Tengah	Tambaklorok II	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
623	Jawa Tengah	Pati II	150/20	60	2019	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
624	Jawa Tengah	Krapyak	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
625	Jawa Tengah	Majenang	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
626	Jawa Tengah	Medari	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
627	Jawa Tengah	Batang	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 31,5
628	Jawa Tengah	Wonogiri	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate-30
629	DIY	Bantul	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-3
630	DIY	Kentungan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	IBRD	Uprate 30
631	DIY	Wonosari	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
632	DIY	Wates	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 16
633	DIY	Bantul 150 kV	150/20	120	2015	9.9	4.2	14.1	UNALLOCATED	GI Baru
634	DIY	Wirobrajan	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-2
635	DIY	Kentungan II/Kalasan	150/20	120	2015	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
636	DIY	Pudak Payung (GIS)	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
637	DIY	Bantul 500 kV	500/150	500	2015	32.9	14.1	47.0	UNALLOCATED	GITET Baru
638	DIY	Bantul	500/150	500	2017	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-2
639	DIY	Kentungan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
640	DIY	Kentungan II/Kalasan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
641	DIY	Wonosari	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
642	DIY	Bantul 150 kV	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
643	DIY	Kentungan II/Kalasan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
644	Jawa Timur	Bondowoso	150/20	30	2010	0.6	0.2	0.8	APLN	Uprate 15
645	Jawa Timur	Perak	150/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN Percepatan	Ext. Trf-2
646	Jawa Timur	Bangkalan	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 2x20 Eks.
647	Jawa Timur	Jember	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot 3 A06	Ext. Trf-3
648	Jawa Timur	Sekarputih	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot 3 A06	Ext. Trf-3
649	Jawa Timur	Ngimbang 150 kV	150/20	60	2010	7.4	3.2	10.6	KE-III Lot 3 A06	GI Baru
650	Jawa Timur	Sekarputih	150/70	100	2010	2.0	0.8	2.8	APLN	Ext.
651	Jawa Timur	Bangil (GIS)	150/70	60	2010	1.5	0.6	2.1	APLN RKAP 2010	Uprate 30
652	Jawa Timur	Paiton	500/150	500	2010	13.2	5.6	18.8	APLN	IBT-3
653	Jawa Timur	Kediri	500/150	500	2010	13.2	5.6	18.8	IBRD	IBT-2
654	Jawa Timur	Ngimbang 500 kV	500/150	500	2010	28.0	12.0	40.0	KE-III lot 3 A04	GITET Baru
655	Jawa Timur	Surabaya Selatan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	ADB	Ext. Trf-2
656	Jawa Timur	Babat	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
657	Jawa Timur	Lamongan	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
658	Jawa Timur	Mliwang	150/20	-	2011	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
659	Jawa Timur	Kediri Baru	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-2
660	Jawa Timur	Sawahan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2 (Perbaikan)
661	Jawa Timur	Kraksaan	150/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2 ek bongkaran
662	Jawa Timur	Babadan	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Ext. Trf-3
663	Jawa Timur	Paciran/Brondong	150/20	60	2011	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
664	Jawa Timur	Waru	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Uprate 30
665	Jawa Timur	Bangil	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN	Uprate20
666	Jawa Timur	Bumicokro	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 20
667	Jawa Timur	Sumenep	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate20
668	Jawa Timur	Situbondo	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 20
669	Jawa Timur	Kebon agung	150/70	100	2011	1.4	0.6	2.1	ADB B1	Ext. IBT-1
670	Jawa Timur	Krian	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	APLN	spare
671	Jawa Timur	Grati	500/150	166	2011	3.9	1.7	5.5	KE-III	spare
672	Jawa Timur	Tarik	70/20	10	2011	0.6	0.2	0.8	APLN	Ext.
673	Jawa Timur	Polehan	70/20	30	2011	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
674	Jawa Timur	Pare	70/20	20	2011	0.4	0.2	0.5	APLN RKAP 2010	Uprate 10 Eks.Ktsno
675	Jawa Timur	Trenggalek	70/20	30	2011	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Uprate10
676	Jawa Timur	Bringkang/Bambe	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
677	Jawa Timur	Karangpilang	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
678	Jawa Timur	Kebon agung	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
679	Jawa Timur	Kediri	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext
680	Jawa Timur	Kediri	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN	Bay Ext

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
681	Jawa Timur	Kasih Jatim	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
682	Jawa Timur	Pakis/Malang Timur	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
683	Jawa Timur	Bojonegoro	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
684	Jawa Timur	Kebonagung	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
685	Jawa Timur	Kenjeran	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
686	Jawa Timur	Lamongan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
687	Jawa Timur	Manyar	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
688	Jawa Timur	Petrokimia	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
689	Jawa Timur	Segoromadu	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
690	Jawa Timur	Situbondo	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
691	Jawa Timur	Bulukandang	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
692	Jawa Timur	Gondang Wetan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
693	Jawa Timur	Ponorogo II	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	APLN Percepatan	GI Baru
694	Jawa Timur	Sidoarjo/Porong	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
695	Jawa Timur	Tulungagung II	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN Percepatan	GI Baru
696	Jawa Timur	Probolinggo	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 20
697	Jawa Timur	Lumajang	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 30
698	Jawa Timur	Sengkaling	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 30
699	Jawa Timur	Wlingi II	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	KE-III Lot 10	GI Baru
700	Jawa Timur	Pacitan 150 kV	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	Percepatan	GI Baru
701	Jawa Timur	Krembangan	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
702	Jawa Timur	Buduran II/Sedati	150/20	120	2012	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
703	Jawa Timur	Kebonagung New	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
704	Jawa Timur	Purwosari/Sukorejo II	150/20	60	2012	7.4	3.2	10.6	APLN RKAP 2010	GI Baru
705	Jawa Timur	Banyuwangi	150/20	60	2012	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate20
706	Jawa Timur	Krian	500/150	500	2012	13.2	5.6	18.8	IBRD Scattered	IBT-3
707	Jawa Timur	Surabaya Selatan 500 kV	500/150	1,000	2012	39.2	16.8	56.0	UNALLOCATED	GITET Baru
708	Jawa Timur	Magetan	70/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
709	Jawa Timur	Sengguruh PLTA	70/20	20	2012	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
710	Jawa Timur	Nganjuk	70/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
711	Jawa Timur	Turen	70/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
712	Jawa Timur	Mranggen/Maospati	70/20	30	2012	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 10
713	Jawa Timur	Blimbing	70/20	30	2012	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Uprate-10
714	Jawa Timur	Gunungsari/Simogunung (GIS)	150/20	120	2013	12.2	5.2	17.4	ADB (IEE)	GIS Baru
715	Jawa Timur	Balongbendo	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
716	Jawa Timur	Tulungagung II	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
717	Jawa Timur	Lumajang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
718	Jawa Timur	Ngawi	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
719	Jawa Timur	Pamekasan	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
720	Jawa Timur	Manisrejo	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
721	Jawa Timur	Probolinggo	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
722	Jawa Timur	Sengkaling	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-4
723	Jawa Timur	Bojonegoro	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 20
724	Jawa Timur	Manyar	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 30
725	Jawa Timur	Kalisari	150/20	60	2013	7.4	3.2	10.6	KE-III Lot 10	GI Baru
726	Jawa Timur	Kupang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-2
727	Jawa Timur	Wonokromo	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
728	Jawa Timur	Pandaan II	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
729	Jawa Timur	Mojoagung	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
730	Jawa Timur	Grati	500/150	500	2013	12.6	5.4	18.0	UNALLOCATED	IBT-2
731	Jawa Timur	Karangates	70/20	30	2013	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Uprate 20 MVA
732	Jawa Timur	Banyuwangi	150/20	-	2014	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
733	Jawa Timur	Pacitan II	150/20	-	2014	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
734	Jawa Timur	Darmo Grand (GIS)	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext Trf-3
735	Jawa Timur	Gembong	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	APLN Percepatan	GI Baru
736	Jawa Timur	Ngawi	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	APLN Percepatan	Uprate 20
737	Jawa Timur	Manisrejo	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	IBRD IF-5	Uprate 20
738	Jawa Timur	Bangil	150/20	-	2014	3.5	1.5	5.0	UNALLOCATED	Bay Ext
739	Jawa Timur	Bondowoso	150/20	30	2014	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
740	Jawa Timur	Karangpilang	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
741	Jawa Timur	Bangil 150 kV	150/20	60	2014	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
742	Jawa Timur	Bangil 500 kV	500/150	1,000	2014	44.1	18.9	63.0	UNALLOCATED	GITET Baru
743	Jawa Timur	Caruban	70/20	30	2013	0.6	0.2	0.8	APLN RKAP 2010	Uprate 10
744	Jawa Timur	Pare	70/20	30	2014	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
745	Jawa Timur	Ploso	70/20	30	2014	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 20
746	Jawa Timur	Tarik	70/20	30	2014	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate10
747	Jawa Timur	Tulungagung	70/20	30	2014	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate16
748	Jawa Timur	Tandes II/Sambi Kerep	150/20	120	2013	8.9	3.8	12.7	APLN RKAP 2010	GI Baru
749	Jawa Timur	Tandes	150/20	-	2015	3.5	1.5	5.0	APLN	Bay Ext
750	Jawa Timur	Kalisari	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
751	Jawa Timur	Pakis	150/20	-	2015	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
752	Jawa Timur	Surabaya Selatan	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
753	Jawa Timur	Kediri Baru	150/20	60	2015	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext-Trf-3
754	Jawa Timur	Kedinding	150/20	120	2015	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
755	Jawa Timur	Blimbing II (GIS)	150/20	120	2015	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
756	Jawa Timur	Lawang	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
757	Jawa Timur	Paiton (GIS)	500/150	-	2015	17.5	7.5	25.0	ADB	Diameter Ext
758	Jawa Timur	Surabay Selatan	500/150	-	2015	4.9	2.1	7.0	UNALLOCATED	Diameter Ext
759	Jawa Timur	Surabaya Selatan	500/150	500	2015	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-3
760	Jawa Timur	Krian	500/150	500	2015	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-4

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
761	Jawa Timur	Dolopo	70/20	30	2015	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext.Trf-2 Eks.Bongkaran
762	Jawa Timur	Jayakertas	150/20	-	2016	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
763	Jawa Timur	Probolinggo	150/20	-	2016	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
764	Jawa Timur	Mliwang	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
765	Jawa Timur	Undaan	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
766	Jawa Timur	Bumicokro	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
767	Jawa Timur	Genteng	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
768	Jawa Timur	Sawahan	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
769	Jawa Timur	Jombang	150/20	120	2016	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
770	Jawa Timur	Jember	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
771	Jawa Timur	Pamekasan	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
772	Jawa Timur	Tanggul	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
773	Jawa Timur	Banyuwangi	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate20
774	Jawa Timur	Tulungagung	70/20	30	2016	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
775	Jawa Timur	Ujung Baru	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Ext. Trf-3
776	Jawa Timur	Kertosono 150 kV	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
777	Jawa Timur	Purwosari/Sukorejo II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
778	Jawa Timur	Sidoarjo	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
779	Jawa Timur	Wlingi II	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
780	Jawa Timur	Bangkalan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
781	Jawa Timur	Gondang Wetan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
782	Jawa Timur	Mojoagung	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
783	Jawa Timur	Ngoro	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
784	Jawa Timur	Sukolilo	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
785	Jawa Timur	Krian	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-3
786	Jawa Timur	Polehan II	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
787	Jawa Timur	Turen II	150/20	120	2017	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
788	Jawa Timur	Gilitimur	150/20	30	2017	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 10
789	Jawa Timur	Probolinggo	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
790	Jawa Timur	Sengkaling	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
791	Jawa Timur	Altaprima	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate30
792	Jawa Timur	Kediri	500/150	500	2017	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-3
793	Jawa Timur	Surabaya Selatan	500/150	500	2017	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-4
794	Jawa Timur	Magetan	70/20	30	2017	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
795	Jawa Timur	Caruban	70/20	30	2017	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext.30
796	Jawa Timur	Trenggalek	70/20	30	2017	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 10
797	Jawa Timur	Nganjuk	70/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate -2x20
798	Jawa Timur	Bringkang/Bambe	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
799	Jawa Timur	Cerme	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
800	Jawa Timur	Kalisari	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2

Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
801	Jawa Timur	Kupang	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
802	Jawa Timur	Manisrejo	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
803	Jawa Timur	Ngimbang 150 kV	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
804	Jawa Timur	Undaan	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
805	Jawa Timur	Buduran II/Sedati	150/20	120	2018	3.1	1.3	4.4	UNALLOCATED	Ext. Trf-3&4
806	Jawa Timur	Jember	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-5
807	Jawa Timur	Situbondo	150/20	30	2018	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 20
808	Jawa Timur	Tanggul	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
809	Jawa Timur	Tuban	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
810	Jawa Timur	Grindulu PS	500/150	-	2018	-	-	-	UNALLOCATED	GITET Baru/KIT
811	Jawa Timur	Kediri	500/150	500	2018	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-4
812	Jawa Timur	Jayakertas	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
813	Jawa Timur	New Jombang	150/20	-	2019	1.0	0.4	1.4	UNALLOCATED	Bay Ext
814	Jawa Timur	Kenjeran	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-4
815	Jawa Timur	Wonokromo	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext Trf-4
816	Jawa Timur	Babat	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.
817	Jawa Timur	Lawang	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
818	Jawa Timur	Kraksaan	150/20	30	2019	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3 ek bongkaran
819	Jawa Timur	Babadan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
820	Jawa Timur	Kediri baru	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
821	Jawa Timur	Kremlangan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-4
822	Jawa Timur	Kebonagung	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-5
823	Jawa Timur	Paciran/Brondong	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext.Trf-2
824	Jawa Timur	Jember II/Rambi Puji	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
825	Jawa Timur	Magetan 150 kV	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
826	Jawa Timur	Nganjuk 150 kV	150/20	60	2019	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
827	Jawa Timur	Ploso 150 kV	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
828	Jawa Timur	Tarik 150 kV	150/20	120	2019	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
829	Jawa Timur	Bondowoso	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
830	Jawa Timur	Ngagel	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 20
831	Jawa Timur	Sekarputih	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
832	Jawa Timur	Banyuwangi	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate30
833	Jawa Timur	Sumenep	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate30
834	Jawa Timur	Bangil	500/150	500	2019	13.2	5.6	18.8	UNALLOCATED	IBT-3
835	Jawa Timur	Mranggen/Maospati	70/20	30	2019	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
836	Bali	Padang Sambian	150/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN	Eks. Kapal Trf-2
837	Bali	Antosari	150/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. (relokasi-kapal)
838	Bali	Ubud/Payangan	150/20	30	2010	0.5	0.2	0.8	APLN	Ext. Eks. Bongkaran
839	Bali	Celukanbawang PLTU	150/20	30	2010	7.4	3.2	10.6	APLN	GI Baru
840	Bali	Nusa Dua	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot 3 A06	Uprate 20

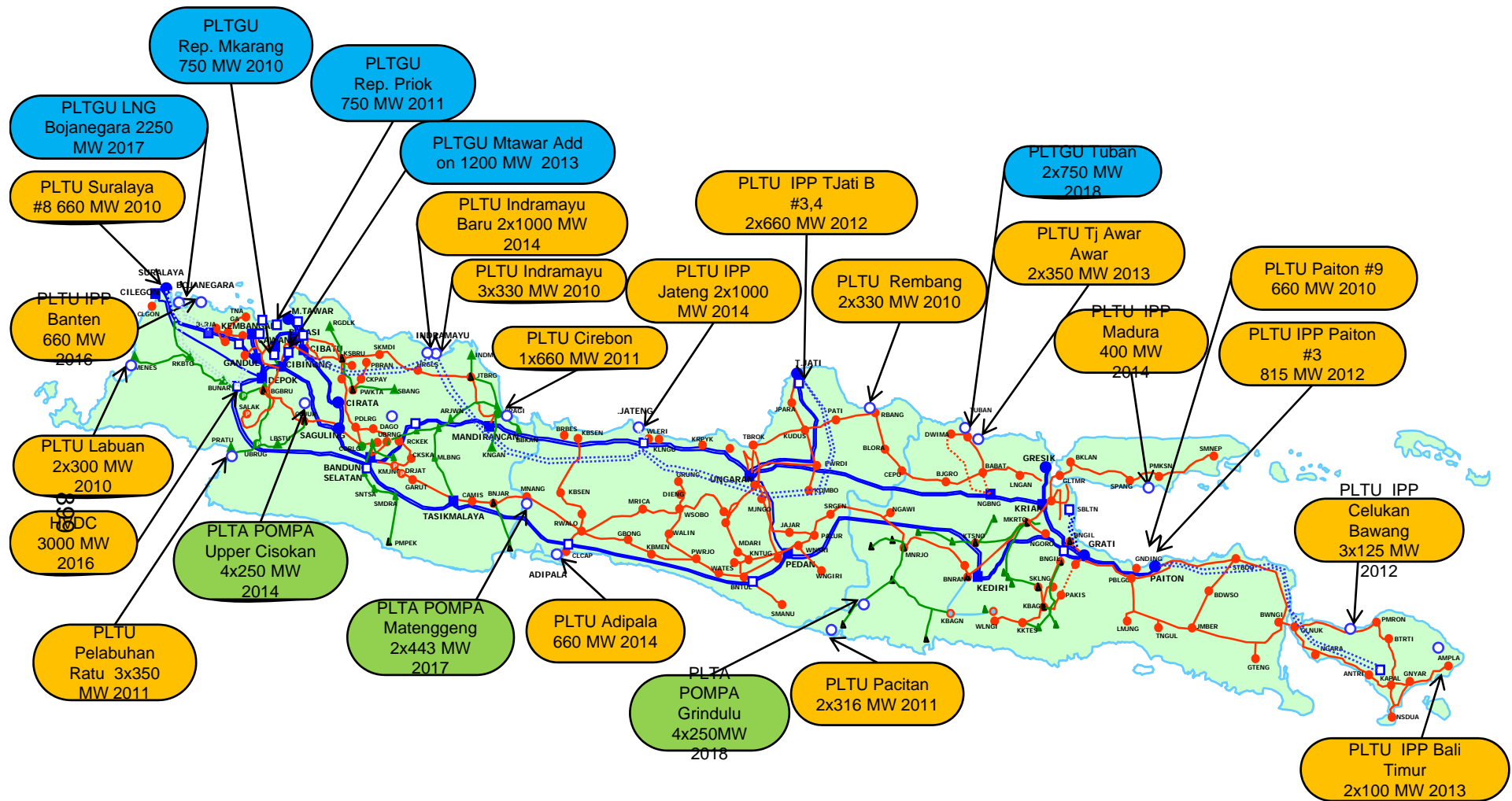
Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	Provinsi	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	FC	LC	Total (Juta US\$)	Sumber Dana	Keterangan
841	Bali	Sanur	150/20	60	2010	1.5	0.7	2.2	KE-III Lot 3 A06	Uprate 30
842	Bali	Pemaron	150/20	60	2011	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
843	Bali	Baturiti	150/20	-	2012	1.0	0.4	1.4	APLN FTP2	Bay Ext
844	Bali	Baturiti	150/20	30	2012	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext
845	Bali	Negara	150/20	30	2012	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 15 Eks
846	Bali	Padang Sambian	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
847	Bali	Bali Timur/Kubu	150/20	30	2013	7.4	3.2	10.6	UNALLOCATED	GI Baru
848	Bali	Nusa Dua	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
849	Bali	Kuta/Pemecutan	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-2
850	Bali	Amplapura	150/20	30	2014	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3(eks. Bkran)
851	Bali	Sanur New	150/20	120	2014	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
852	Bali	Gianyar	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
853	Bali	Kapal	150/20	60	2014	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
854	Bali	Kapal 150 kV	150/20	120	2015	12.2	5.2	17.4	UNALLOCATED	GIS Baru
855	Bali	Kapal 500 kV	500/150	1,000	2015	39.2	16.8	56.0	ADB	GITET Baru
856	Bali	Pemaron	150/20	60	2013	1.5	0.7	2.2	APLN RKAP 2010	Uprate 30
857	Bali	Kapal	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ex. Trf-4 (Perluasan)
858	Bali	Nusa Dua	150/20	60	2016	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
859	Bali	Kuta/Pemecutan	150/20	60	2017	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
860	Bali	Gilimanuk	150/20	30	2017	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 10
861	Bali	Negara	150/20	30	2017	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 15 Eks
862	Bali	Gianyar II	150/20	120	2018	8.9	3.8	12.7	UNALLOCATED	GI Baru
863	Bali	Padangsambian	150/20	60	2018	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
864	Bali	Nusa Dua II/Pecatu	150/20	60	2019	11.3	4.9	16.2	UNALLOCATED	GIS Baru
865	Bali	Amplapura	150/20	30	2019	0.6	0.2	0.8	UNALLOCATED	Uprate 20
866	Bali	Ubud/Payangan	150/20	60	2019	1.5	0.7	2.2	UNALLOCATED	Uprate 30
867	Bali	Blitar Baru	70/20	30	2019	0.5	0.2	0.8	UNALLOCATED	Ext. Trf-3
Jumlah				78,854.0		4,407.2	1,888.8	6,296.0		

LAMPIRAN C1.7

PETA PENGEMBANGAN PENYALURAN SISTEM JAWA BALI

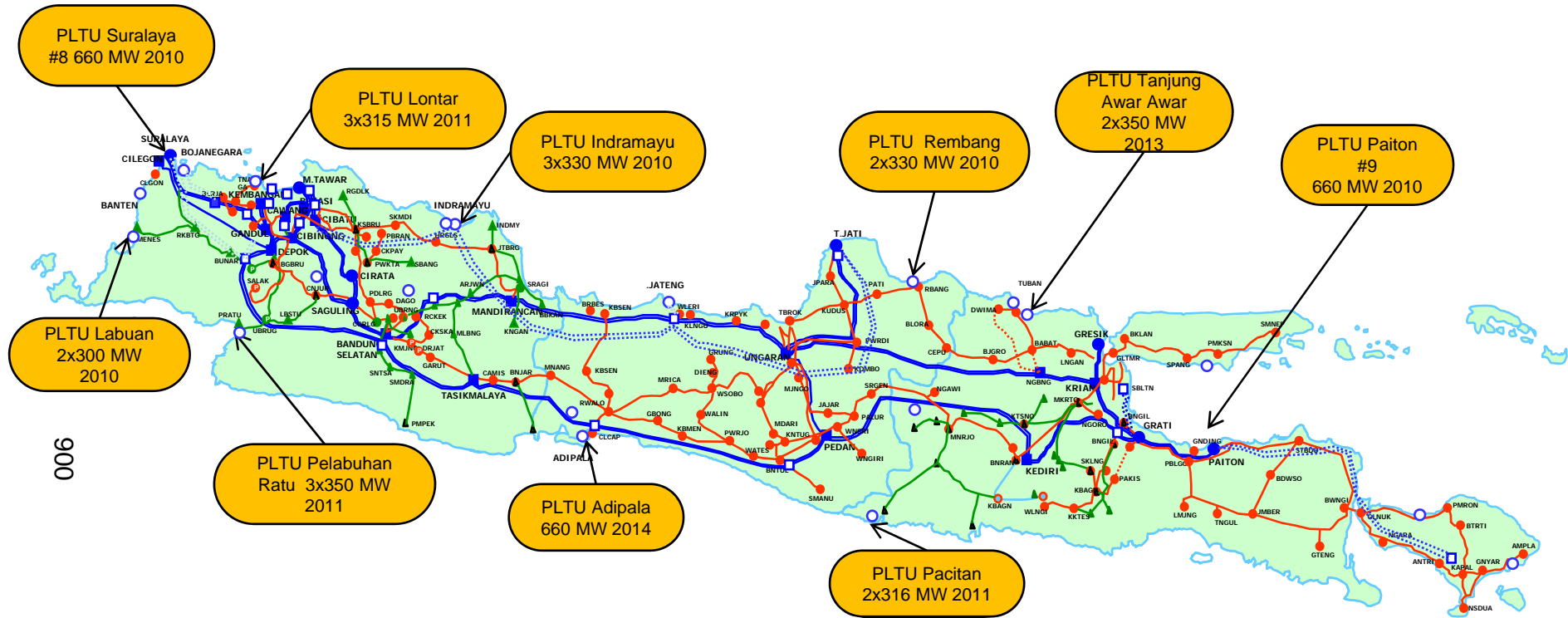
Peta Pengembangan Pembangkit Jawa-Bali



Keterangan

- PLTU Batubara
- PLTGU GAS
- PLTA POMPA

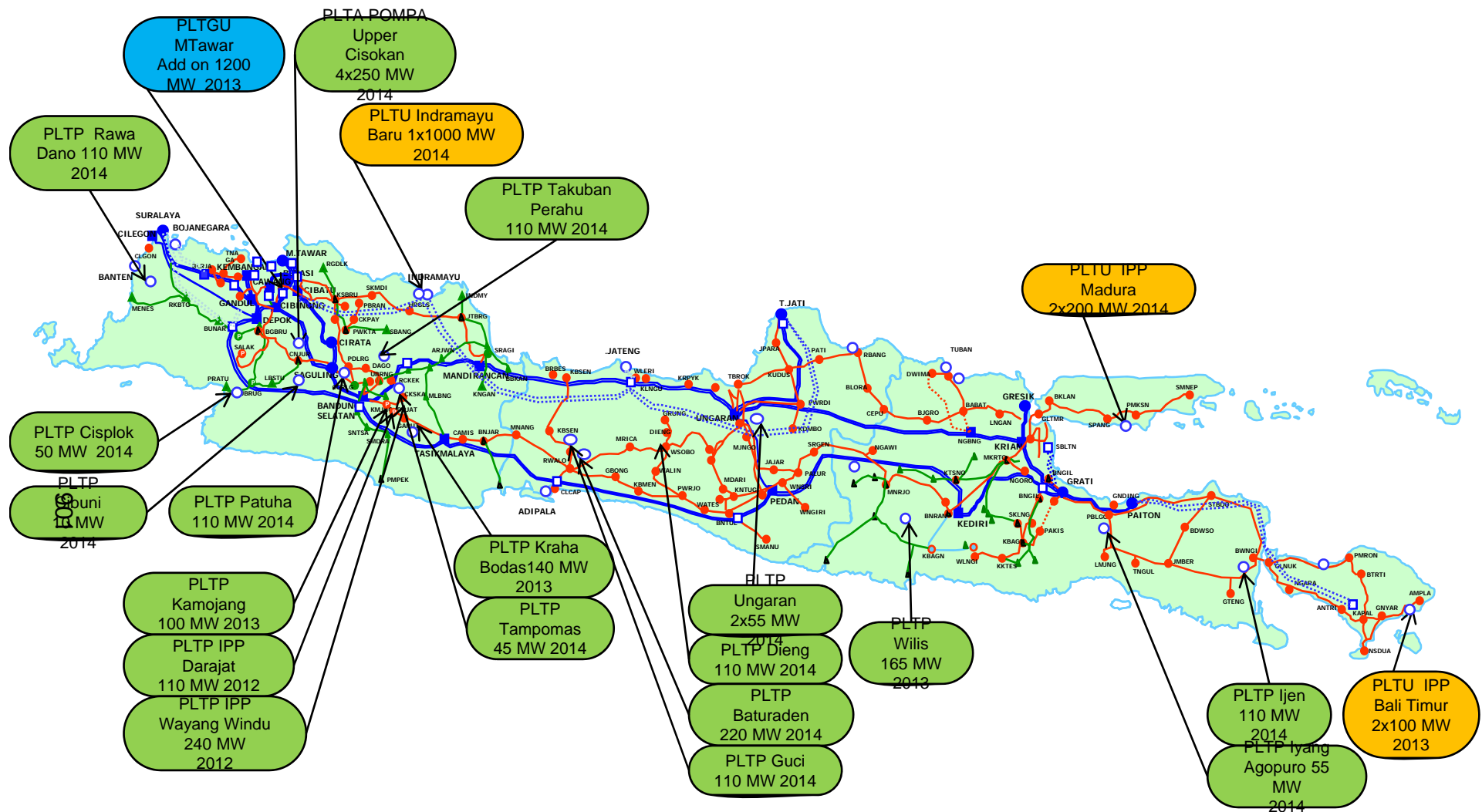
Peta Proyek Percepatan 10.000 MW Tahap 1 Jawa-Bali



Keterangan

- PLTU Batubara
- PLTGU GAS
- PLTA POMPA

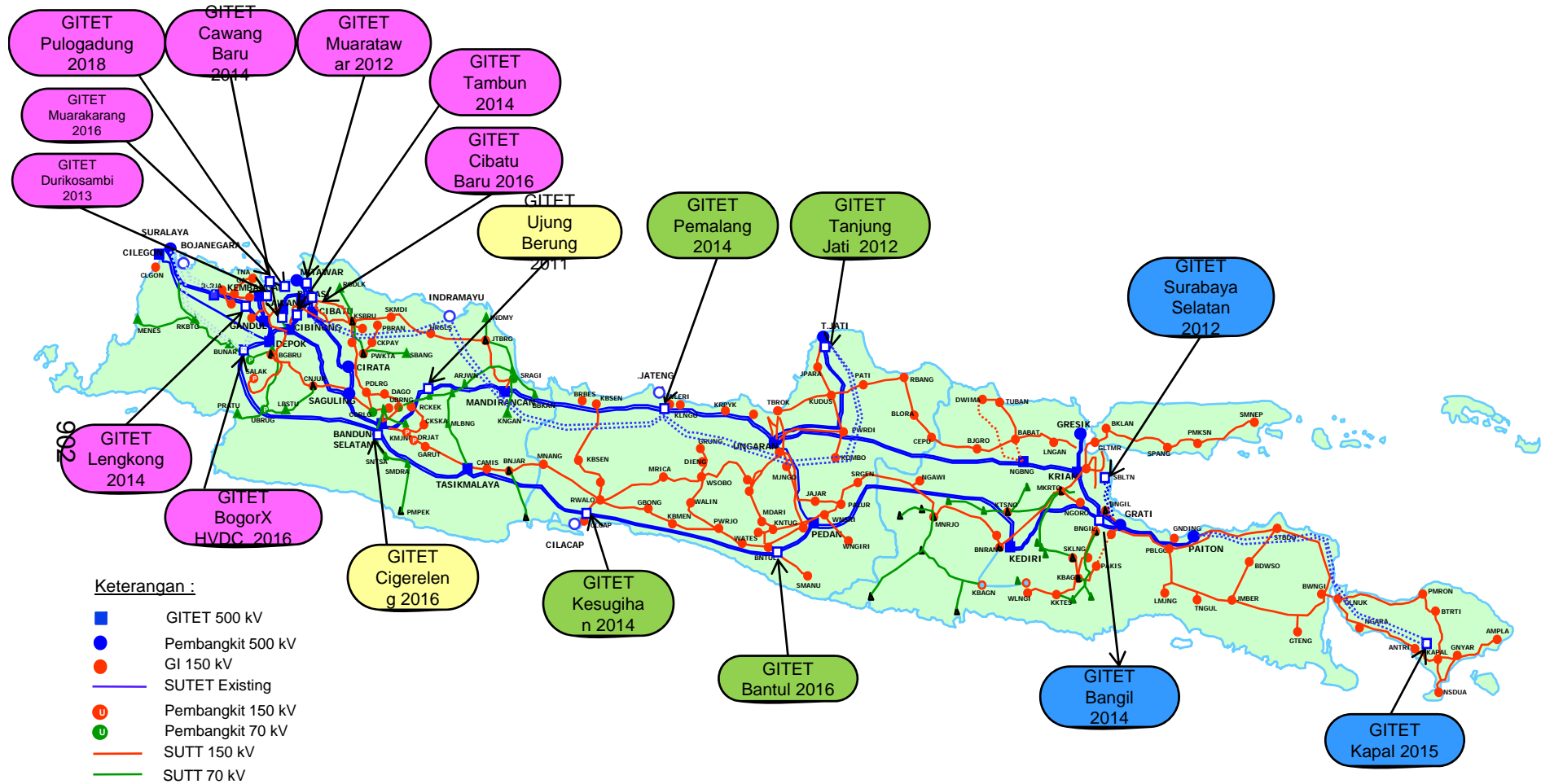
Peta Proyek Percepatan Pembangkit Tahap 2



Keterangan

- PLTU Batubara
- PLTGU GAS
- PLTA dan PLTP

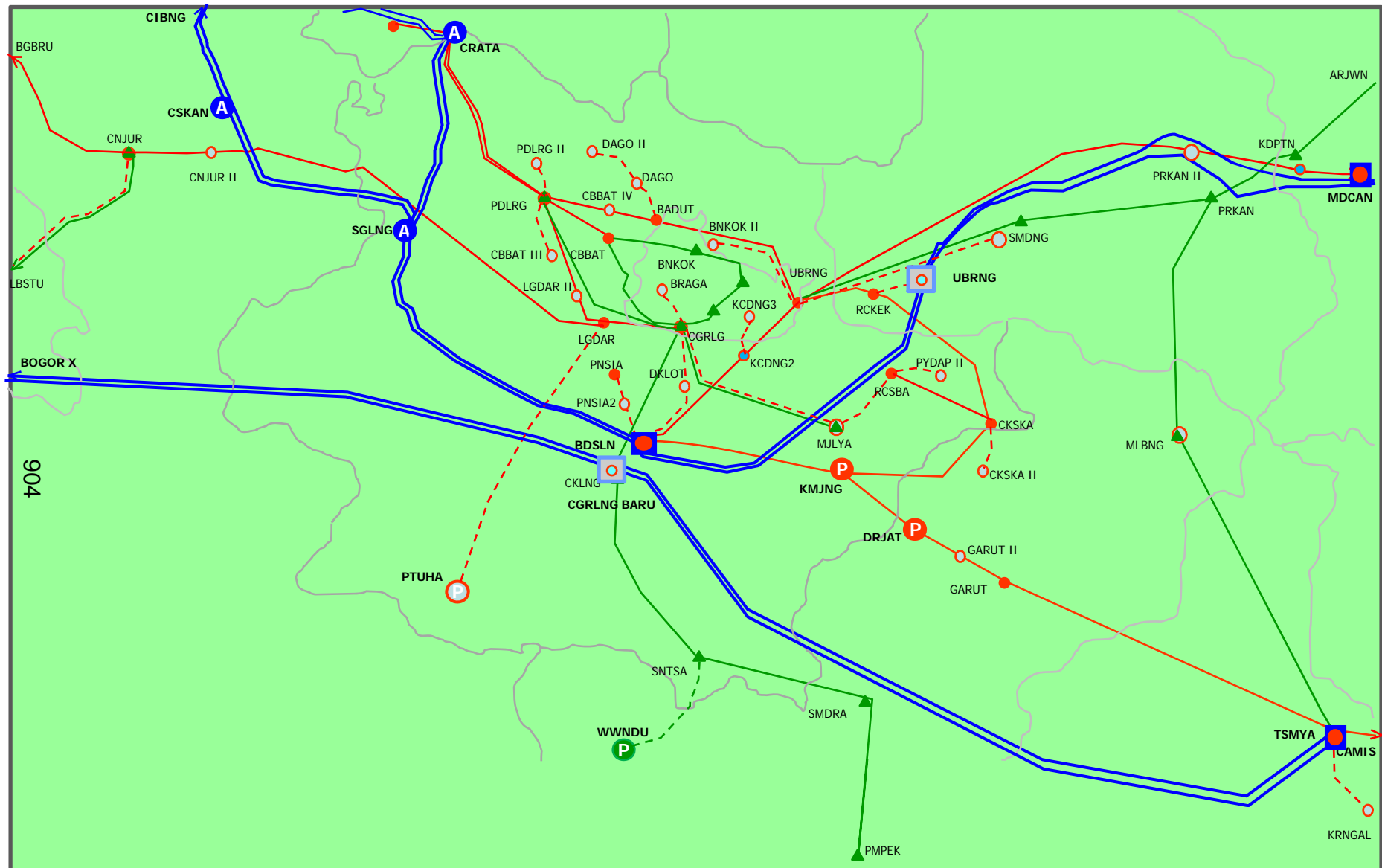
Peta Pengembangan Transmisi dan GITET Jawa-Bali



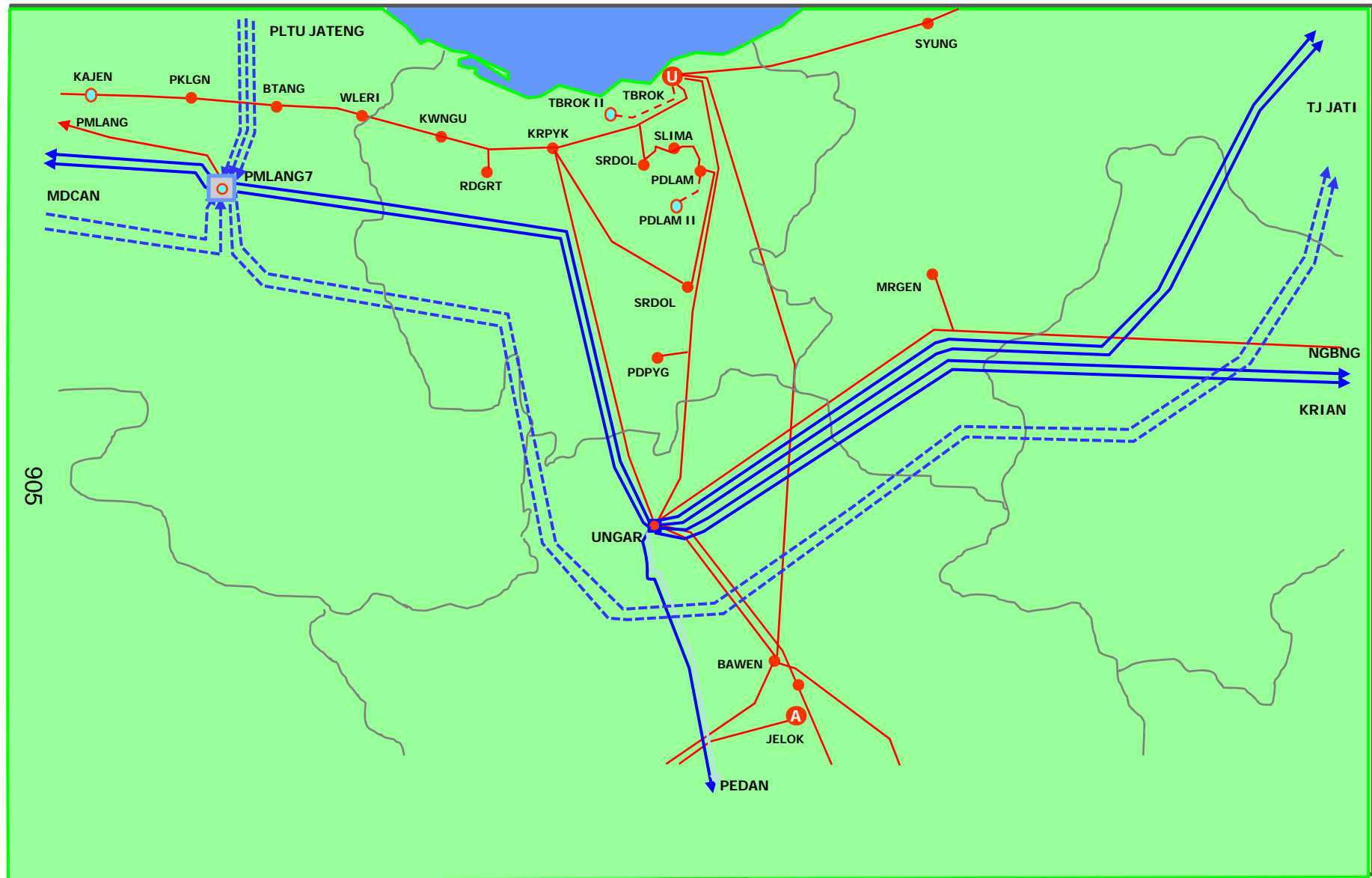
Peta Jaringan Subsistem Jakarta Raya



Peta Jaringan Subsistem Bandung Raya



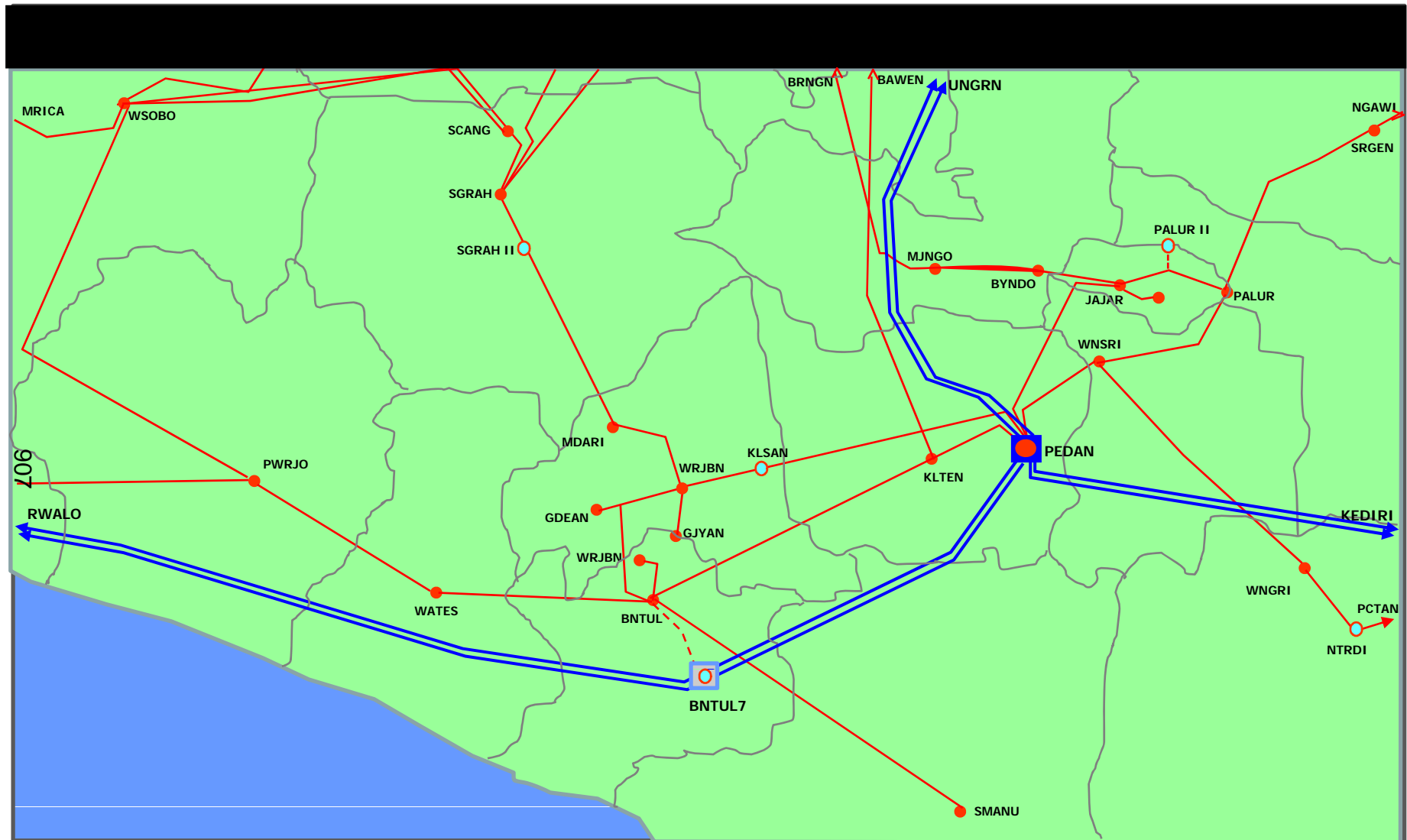
Peta Jaringan Subsistem Semarang



Peta Jaringan Subsistem Surabaya

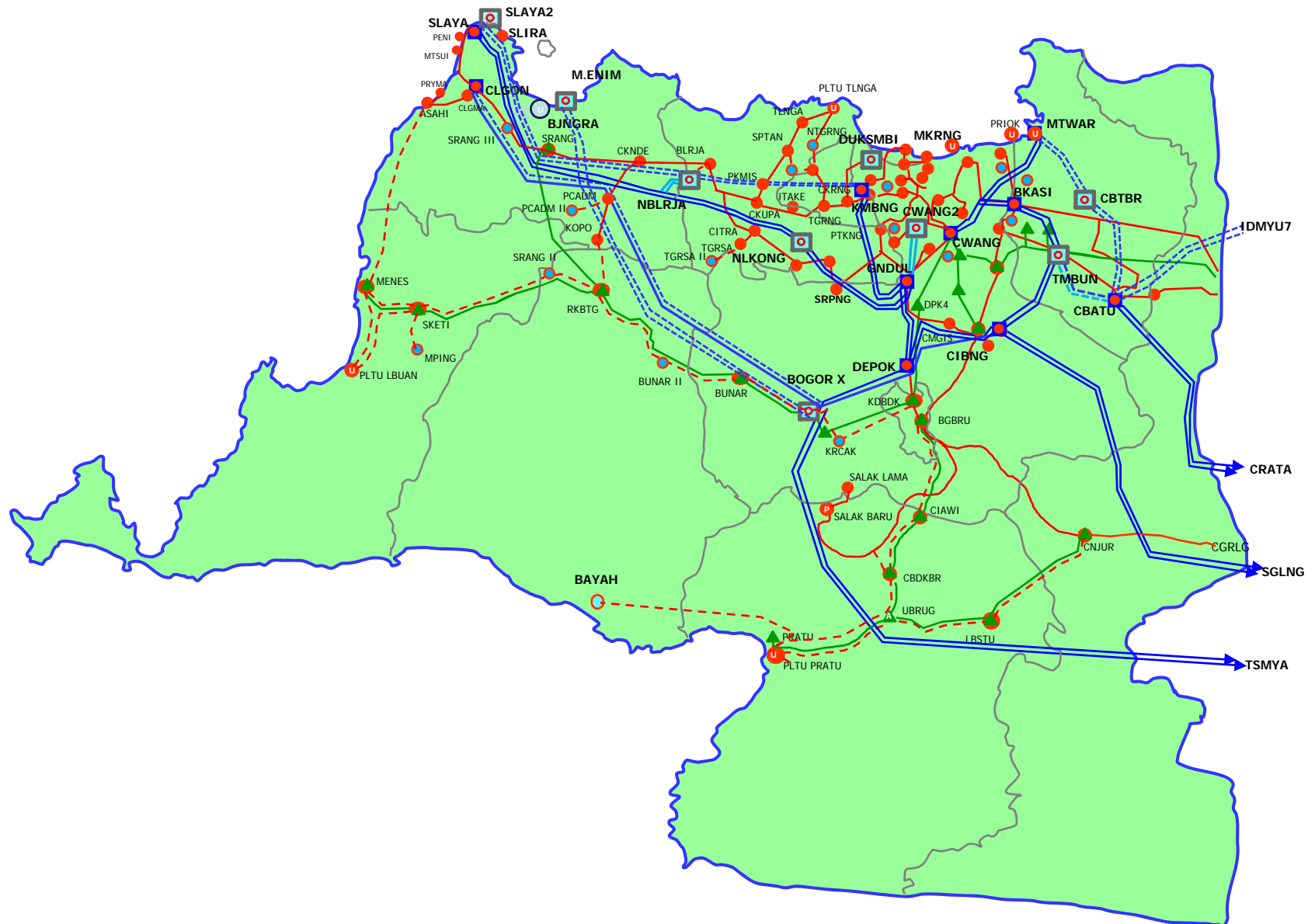


Peta Jaringan Subsistem Yogyakarta

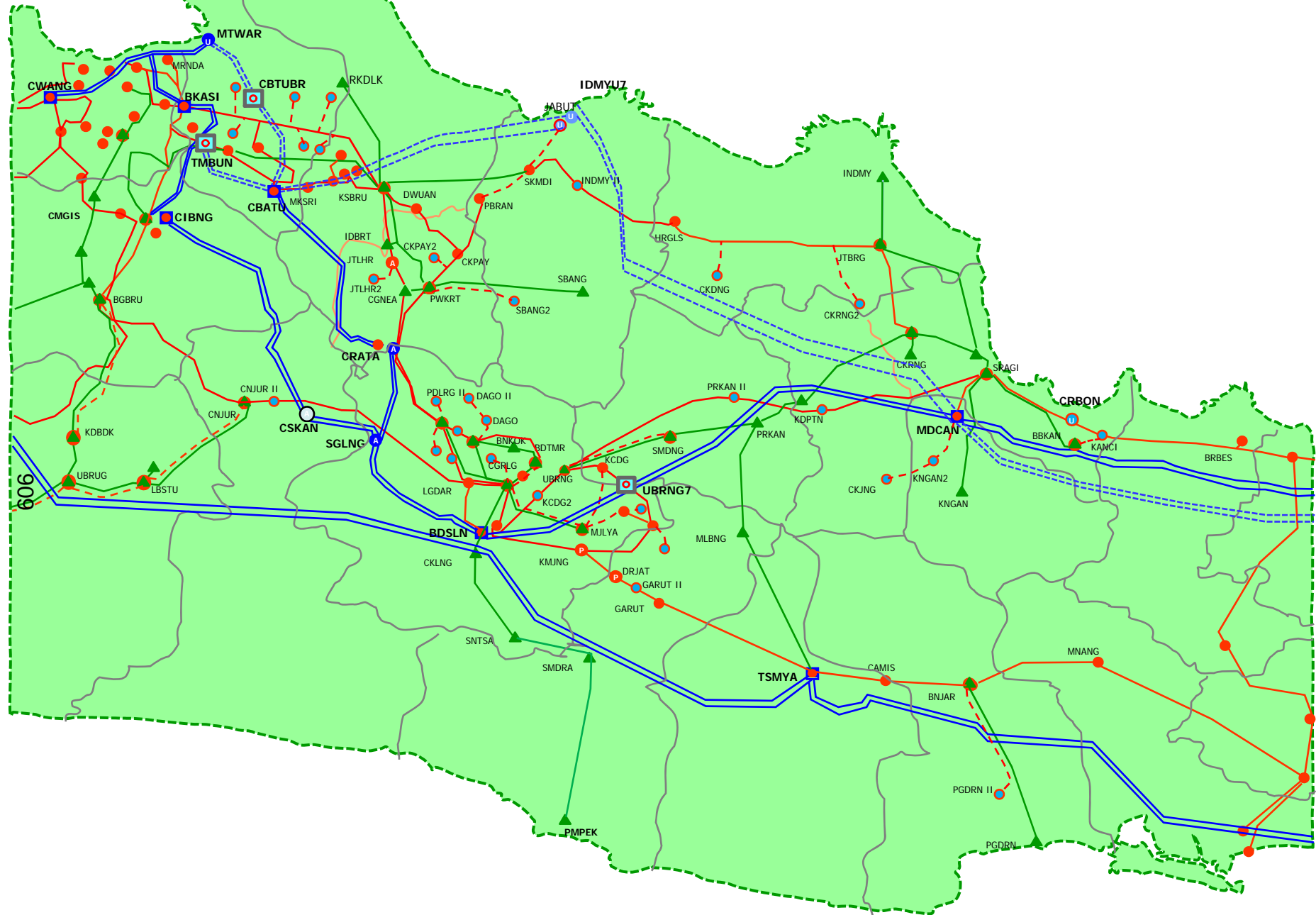


Peta Jaringan Region Jakarta dan Banten

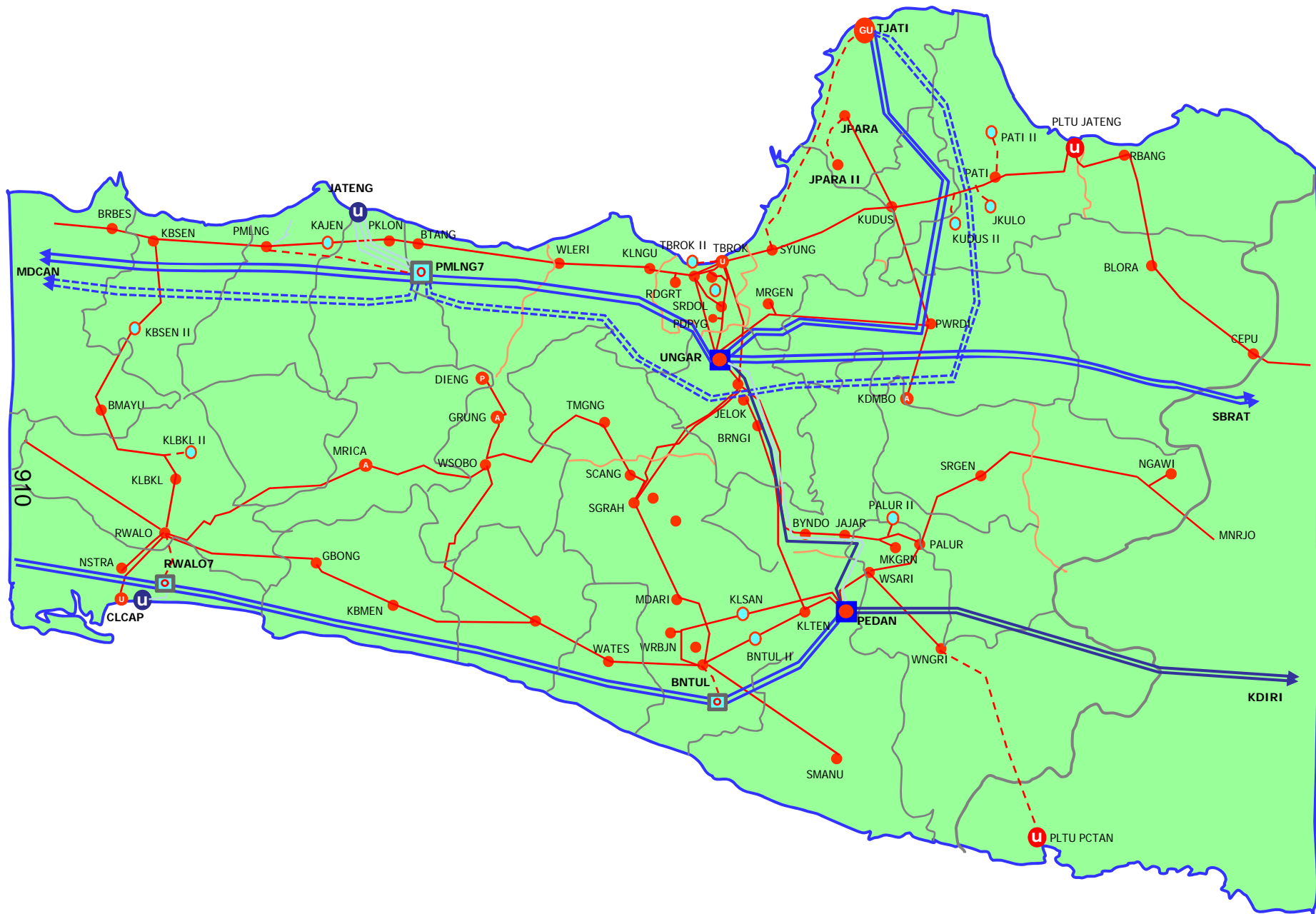
806



Peta Jaringan Region Jawa Barat



Peta Jaringan Region Jawa Tengah dan DIY



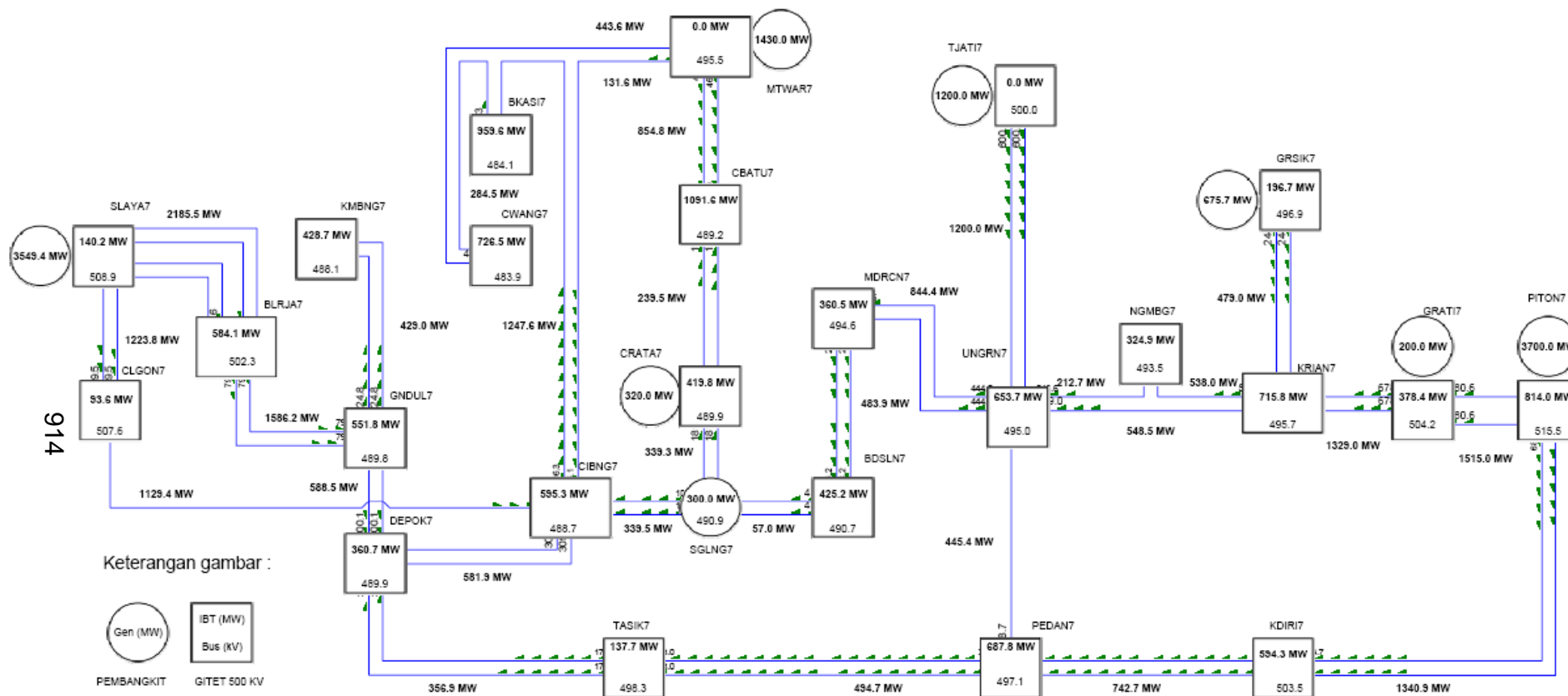
Peta Jaringan Subregion Bali



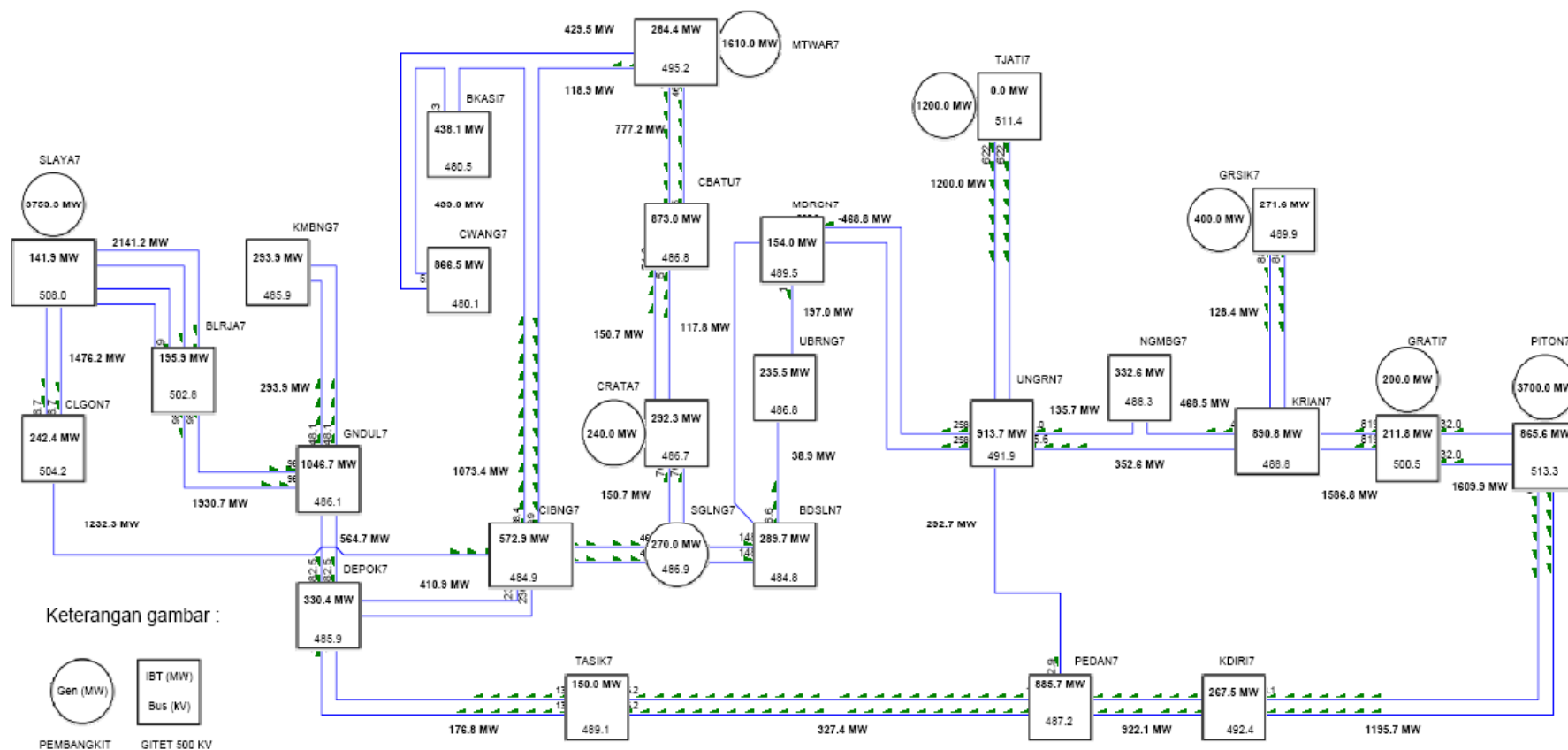
LAMPIRAN C1.8

ANALISIS ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI

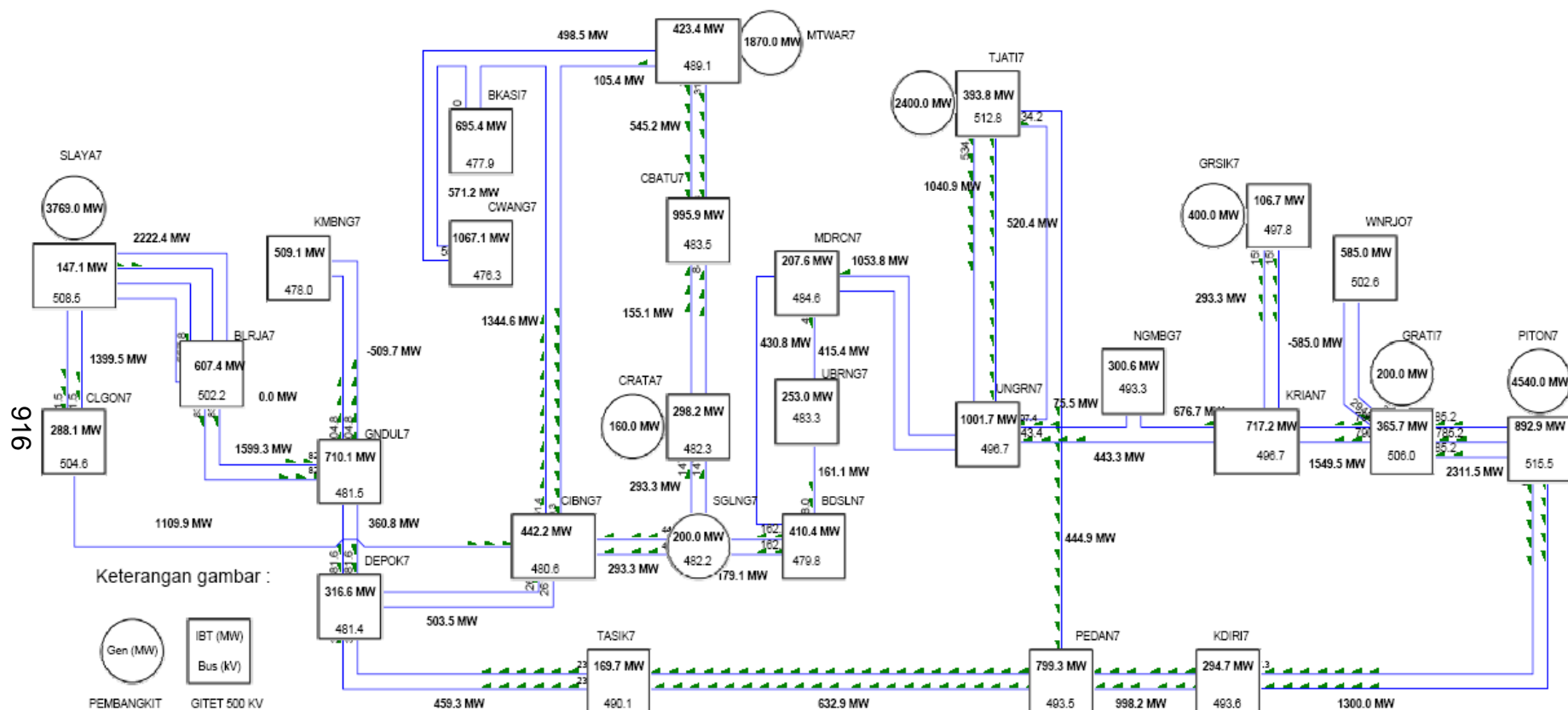
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2010



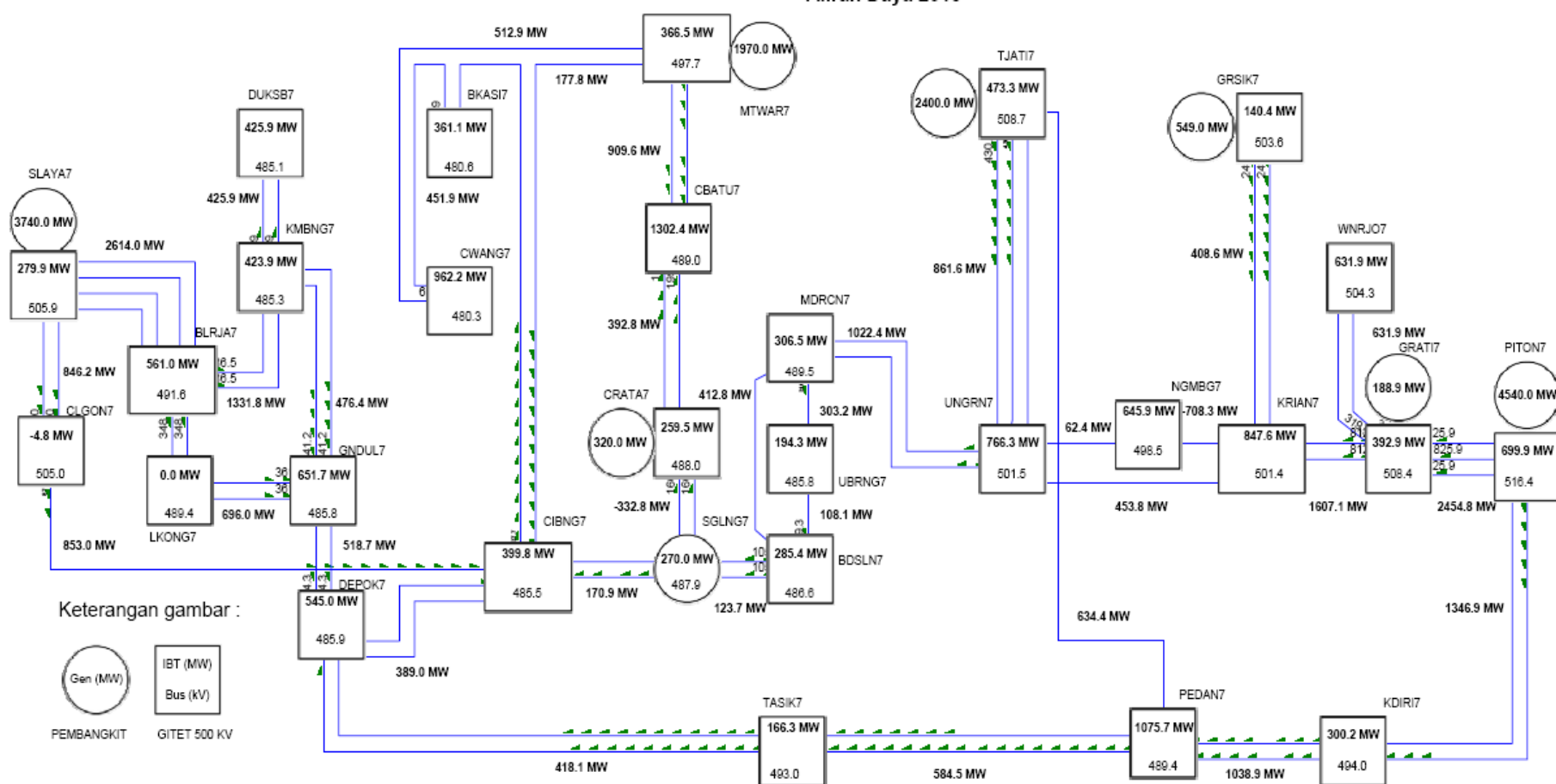
915



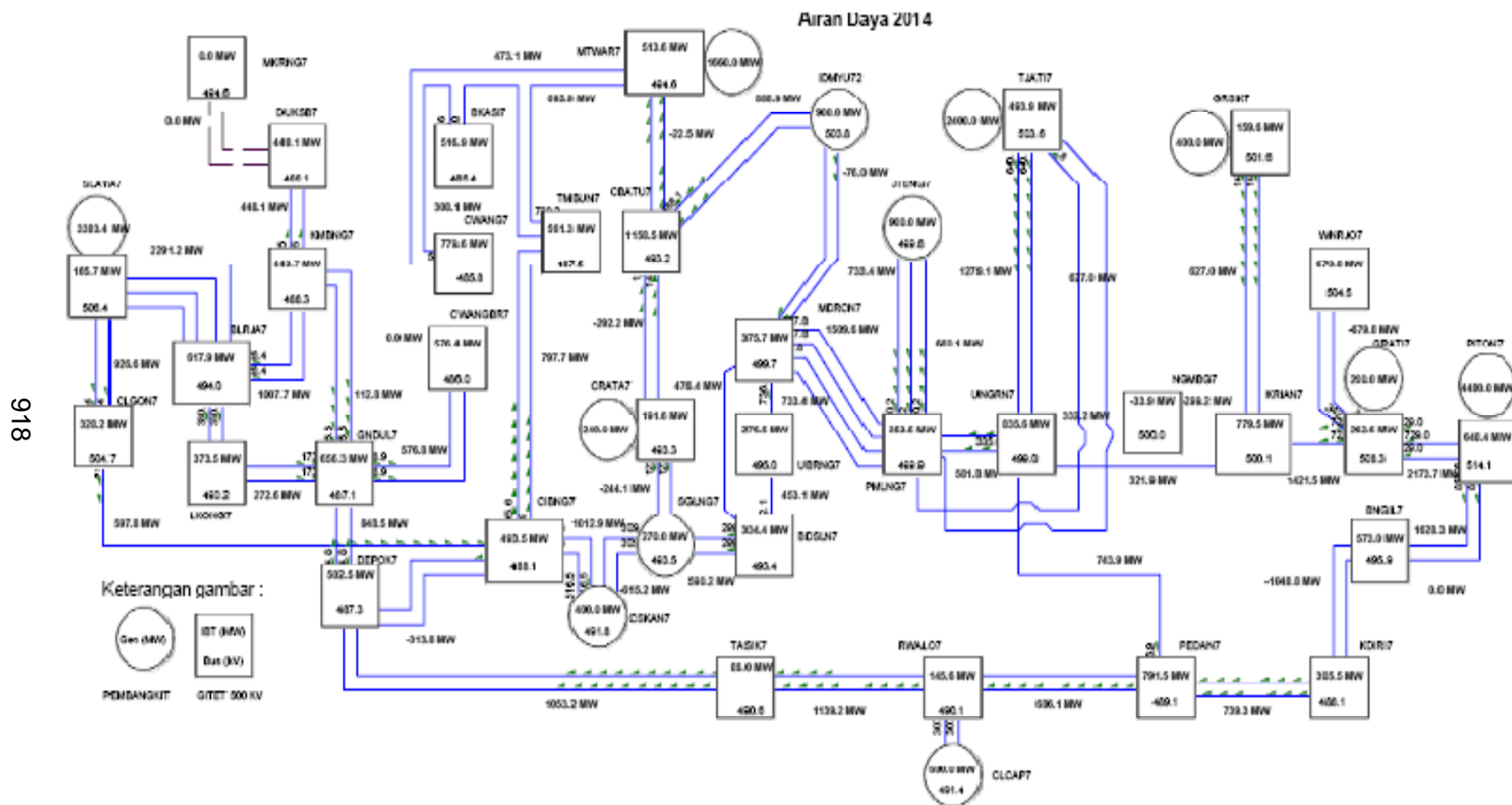
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2012



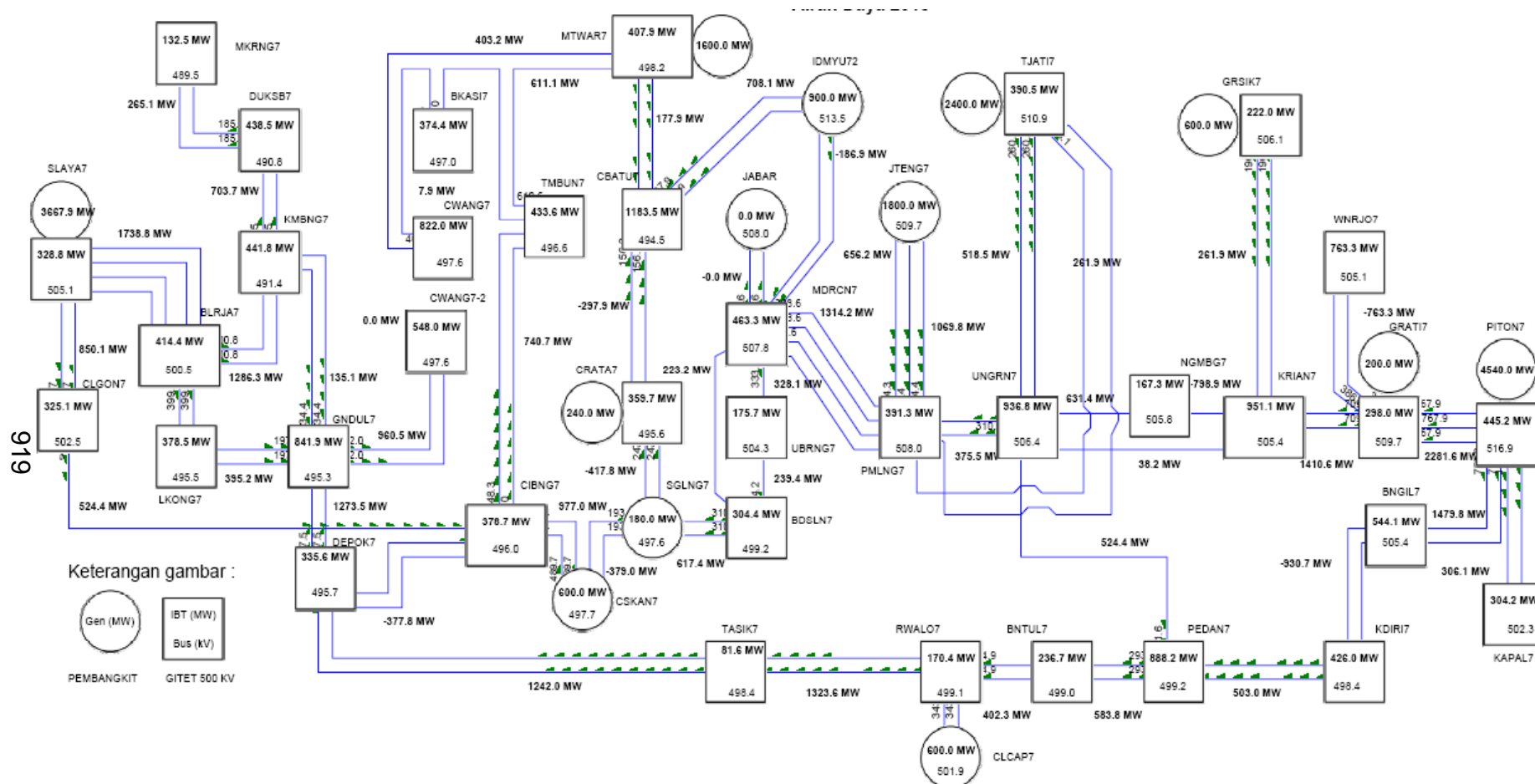
917



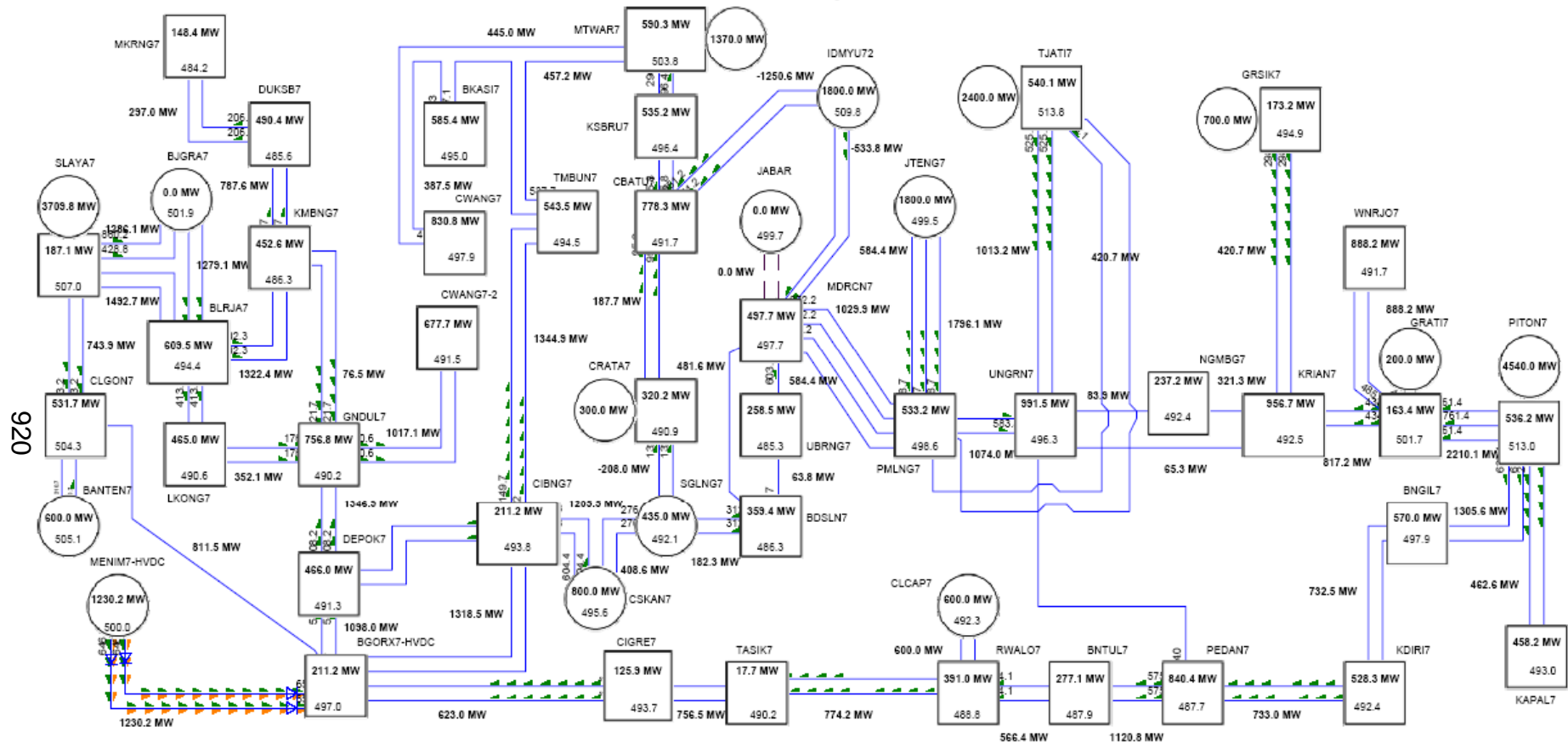
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2014



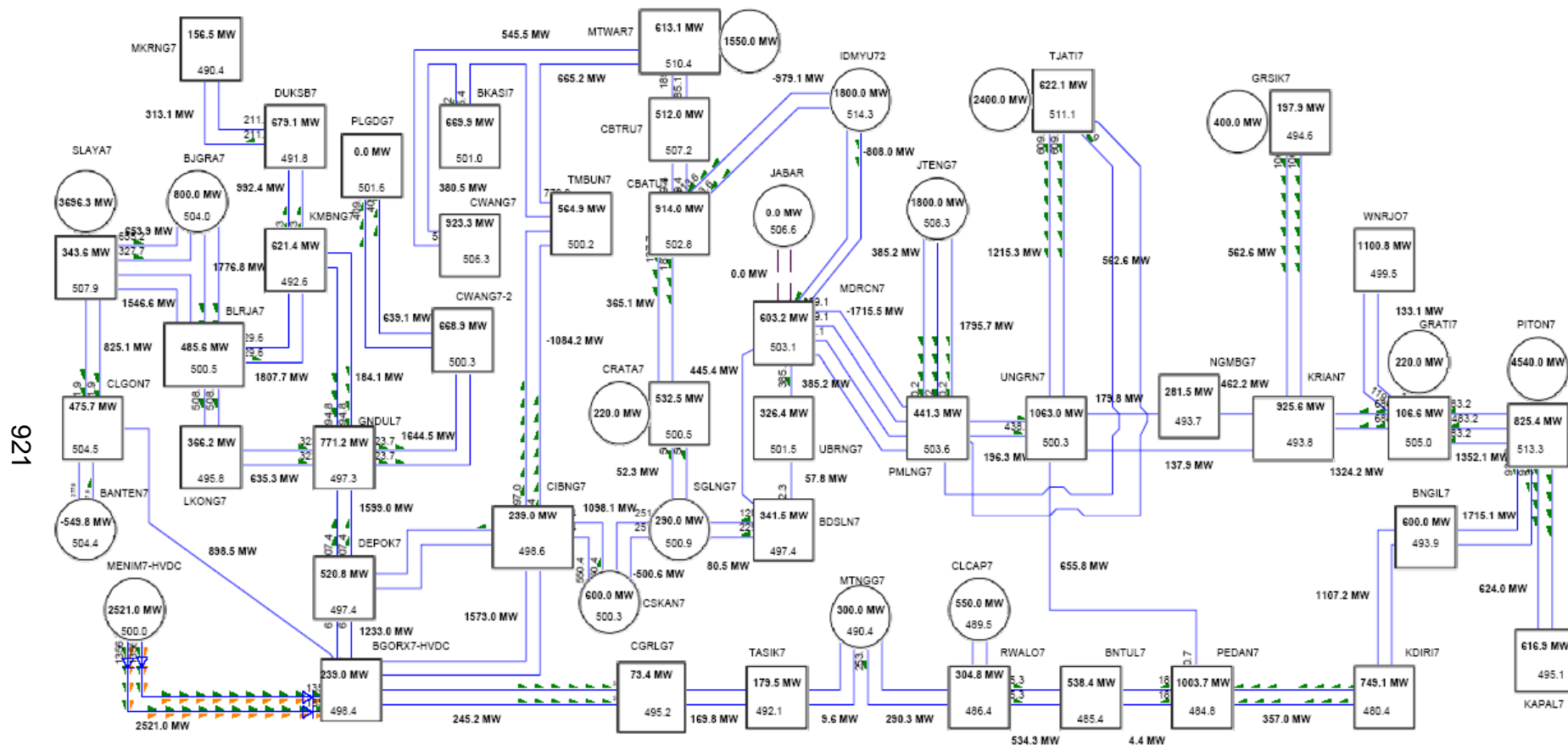
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2015



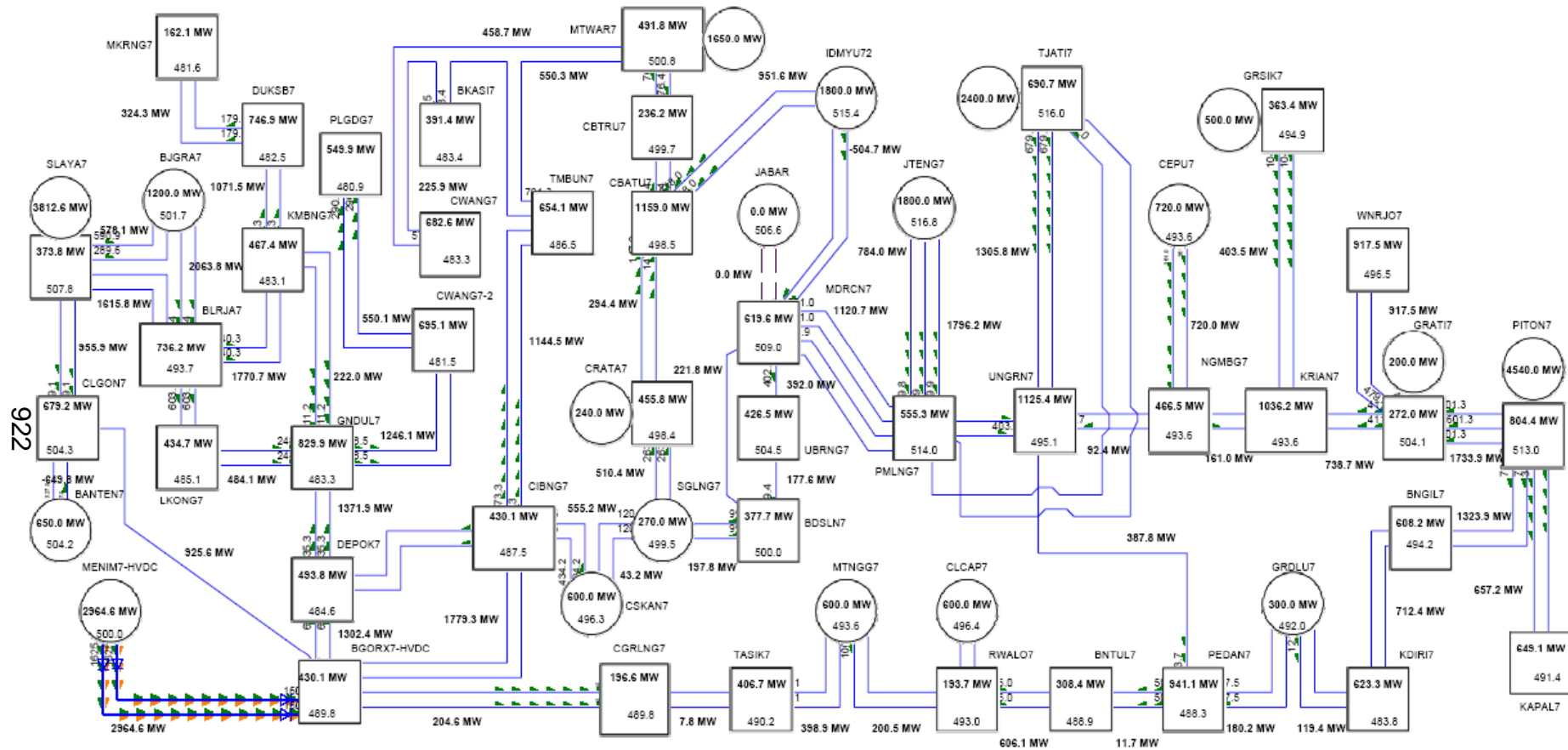
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2016



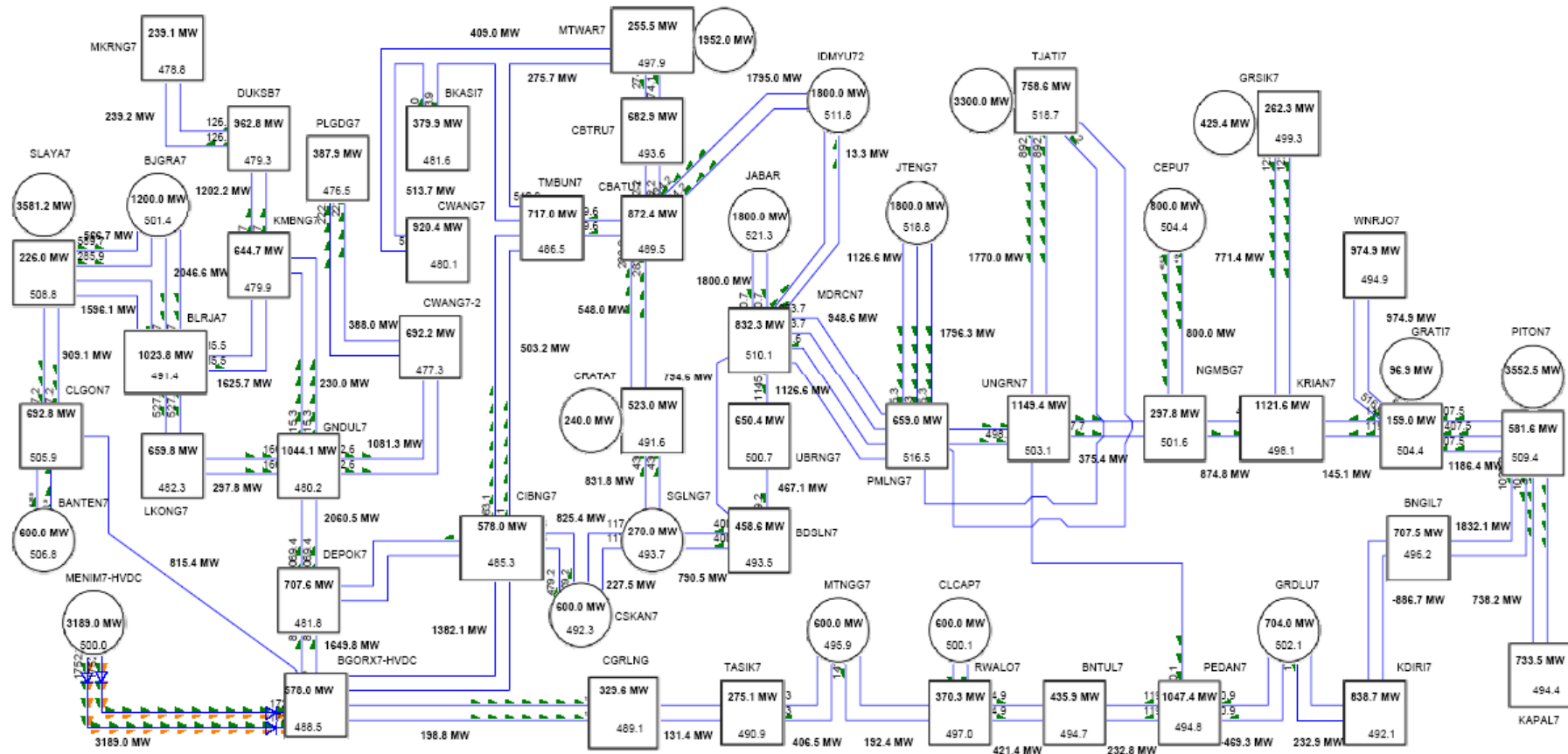
PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2017



PRAKIRAAN ALIRAN DAYA SISTEM JAWA BALI SAAT BEBAN PUNCAK TAHUN 2018



923



LAMPIRAN C1.9

KEBUTUHAN FISIK PENGEMBANGAN DISTRIBUSI SISTEM JAWA BALI

Kebutuhan Fisik Distribusi

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
Jakarta dan Tangerang												
Jaringan TM	kms	896.0	2,281.0	1,546.0	560.0	560.0	1,638.0	1,190.0	1,505.0	1,645.0	1,715.0	13,536.0
Jaringan TR	kms	1,882.1	2,878.9	3,234.7	3,056.4	3,263.4	3,911.4	4,251.6	4,725.0	4,929.6	5,405.4	37,538.5
Trafo Distribusi	MVA	308.0	494.5	521.4	502.5	544.3	650.4	703.5	787.3	818.5	897.4	6,227.8
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	108.0	117.0	121.1	125.3	129.7	134.2	132.4	136.8	141.3	146.0	1,291.7
Jawa Barat dan Banten												
Jaringan TM	kms	2,415.5	2,454.1	2,542.9	2,649.9	2,795.8	2,981.1	3,007.2	3,224.0	2,459.9	679.7	25,210.2
Jaringan TR	kms	3,899.8	4,289.4	4,530.6	4,785.6	5,055.2	5,340.3	5,331.7	5,617.1	4,401.2	896.3	44,147.2
Trafo Distribusi	MVA	173.3	415.4	279.6	324.6	282.8	361.0	309.6	379.0	376.2	355.1	3,256.7
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	519.9	580.1	617.1	656.5	698.5	743.0	752.7	798.4	658.9	229.8	6,255.0
Jawa Tengah dan DIY												
Jaringan TM	kms	1,183.8	2,092.4	1,414.4	1,570.1	1,603.9	1,905.8	1,916.5	1,947.5	1,952.8	2,011.8	17,598.9
Jaringan TR	kms	1,863.5	3,515.1	2,430.5	2,729.9	2,970.3	3,232.3	3,338.9	3,620.3	3,925.4	4,256.7	31,883.0
Trafo Distribusi	MVA	183.2	345.5	238.9	268.4	292.0	317.7	328.2	355.9	385.9	418.4	3,134.2
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	269.1	293.8	306.4	319.6	333.6	348.4	347.6	363.0	379.3	396.7	3,357.4
Jawa Timur												
Jaringan TM	kms	1,768.8	1,623.9	1,732.5	1,847.1	1,968.3	2,096.6	2,129.6	2,260.9	2,399.7	2,546.7	20,374.1
Jaringan TR	kms	2,167.3	1,989.8	2,122.8	2,263.3	2,411.8	2,569.0	2,609.4	2,770.3	2,940.4	3,120.5	24,964.6
Trafo Distribusi	MVA	631.7	580.0	618.7	659.7	703.0	748.8	760.6	807.5	857.0	909.5	7,276.5
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	347.0	384.1	404.0	425.0	447.1	470.4	472.0	495.5	520.1	546.0	4,511.1
Bali												
Jaringan TM	kms	179.9	184.3	237.3	293.6	354.7	388.2	420.7	436.0	451.8	397.5	3,344.1
Jaringan TR	kms	116.0	120.4	188.4	259.1	334.4	371.7	406.8	418.7	430.6	386.3	3,032.3
Trafo Distribusi	MVA	37.0	39.0	50.4	63.3	77.9	87.5	97.5	104.2	111.3	74.4	742.5
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	16.3	17.3	25.5	34.4	44.2	49.9	55.7	58.9	62.3	35.0	399.5
Total Jawa-Bali												
Jaringan TM	kms	6,444.0	8,635.7	7,473.1	6,920.8	7,282.7	9,009.7	8,664.0	9,373.4	8,909.3	7,350.8	80,063.3
Jaringan TR	kms	9,928.7	12,793.6	12,507.0	13,094.3	14,035.1	15,424.8	15,938.4	17,151.3	16,627.2	14,065.2	141,565.7
Trafo Distribusi	MVA	1,333.2	1,874.3	1,709.1	1,818.4	1,899.9	2,165.4	2,199.4	2,433.9	2,549.0	2,654.9	20,637.6
Tambahan Pelanggan	ribu plgn	1,260.3	1,392.3	1,474.2	1,560.9	1,653.1	1,746.0	1,760.3	1,852.5	1,761.9	1,353.4	15,814.8

LAMPIRAN C1.10

PROGRAM LISTRIK PERDESAAN SISTEM JAWA BALI

Program Listrik Perdesaan Jawa Bali

Perkiraan kebutuhan Fisik Listrik Perdesaan Regional Jawa Bali

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	153.0	3,107.7	10.9	189.0	2,352
2011	974.2	1,177.6	60.8	668.9	76,713
2012	1,782.8	1,591.2	67.3	399.0	76,883
2013	1,817.7	1,734.2	65.3	400.0	76,896
2014	1,736.0	1,779.8	81.9	493.0	79,809
Total	6,463.7	9,390.5	286.1	2,149.9	312,653

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Regional Jawa Bali (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Pelanggan	Total
2010	27,098.8	22,689.3	14,945.3	-	1,361.8	66,095.3
2011	171,801.1	168,410.2	79,976.5	9,140.1	7,274.1	436,602.0
2012	275,879.9	235,180.8	98,935.3	-	4,261.0	614,257.0
2013	294,457.8	273,083.5	99,480.9	-	2,078.0	669,100.3
2014	304,967.4	277,720.5	125,026.9	-	3,285.0	710,999.8
Total	1,074,205.1	977,084.3	418,364.9	9,140.1	18,259.9	2,497,054.3

Program Listrik Perdesaan Jawa Bali

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Bali

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit (Unit)		unit/kW	Jml Pelanggan
			MVA	Unit	250 kW	500 kW		
2010	22.0	41.2	1.2	17			PLTD 2x0.7 MW	
2011	171.0	84.2	16.3	156				2,581
2012	153.0	94.0	6.8	65				2,450
2013	104.0	101.0	8.4	52			1/1000	3,615
2014	60.0	82.0	21.5	141			1/1000	3,331

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Bali (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit / Genset	Total
2010	4,901.6	5,363.2	1,915.2		12,180.0
2011	23,471.1	28,969.2	17,272.8	9,140.1	78,853.2
2012	30,115.4	19,359.9	11,497.5	-	60,972.9
2013	35,719.4	22,400.5	16,412.9		74,532.8
2014	23,251.4	21,176.4	31,477.8		75,905.7

Program Listrik Perdesaan Jawa Timur

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Timur

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	30.0	2,939.0	2.5	35	18,084 25,200 26,800 26,960
2011	167.3	226.0	9.5	127	
2012	224.0	315.0	13.2	179	
2013	224.0	335.0	13.3	183	
2014	226.0	337.0	13.9	191	

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Timur (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Total
2010	5,788.3	3,345.6	4,421.2	13,555.0
2011	38,163.9	34,057.4	17,156.8	89,378.1
2012	52,390.0	48,650.0	24,680.0	125,720.0
2013	54,760.0	54,060.0	26,300.0	135,120.0
2014	58,280.0	57,360.0	28,960.0	144,600.0

Program Listrik Perdesaan Jawa Tengah

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Tengah

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	48.6	58.8	4.3	86	2,352
2011	264.0	248.9	18.0	106	26,909
2012	370.0	350.0	23.4	155	26,256
2013	400.0	380.0	22.9	165	25,901
2014	415.3	504.5	22.5	161	25,224

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Tengah (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	5,639.8	6,852.0	2,821.7	1,361.8	16,675.3
2011	26,868.3	40,302.4	11,541.0	7,274.1	85,985.8
2012	47,054.0	57,355.0	16,702.0		121,111.0
2013	50,694.8	62,239.1	17,775.8		130,709.6
2014	53,541.0	66,674.0	19,383.0		139,598.0

Program Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Barat

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Barat

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	25.0	25.0	1.7	27.0	14,245 15,565 16,965 18,580
2011	205.0	367.5	8.2	143	
2012	377.8	411.2	15.1		
2013	407.7	443.2	16.5		
2014	437.7	464.3	18.4		

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Jawa Barat (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	5,052.0	2,483.1	3,111.2		10,646.2
2011	44,986.0	39,602.8	17,482.3		102,071.1
2012	76,346.5	40,839.9	26,217.7		143,404.1
2013	82,388.6	44,025.0	28,448.3		154,861.9
2014	88,451.0	46,118.1	30,917.1		165,486.1

Program Listrik Perdesaan Propinsi Banten

Perkiraan Kebutuhan Fisik Jaringan Listrik Perdesaan Propinsi Banten

Tahun	JTM kms	JTR 380	Trafo		Jml Pelanggan
			MVA	Unit	
2010	27.4	43.7	1.3	24	14,894 7,412 3,615 5,714
2011	166.9	251.0	8.8	137	
2012	658.0	421.0	8.9		
2013	682.0	475.0	4.3		
2014	597.0	392.0	5.7		

932

Perkiraan Biaya Listrik Perdesaan Propinsi Banten (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan	Total
2010	5,717.3	4,645.4	2,676.1		13,038.8
2011	38,311.9	25,478.4	16,523.5		80,313.8
2012	69,974.0	68,976.0	19,838.0	4,261.0	163,049.0
2013	70,895.0	90,359.0	10,544.0	2,078.0	173,876.0
2014	81,444.0	86,392.0	14,289.0	3,285.0	185,410.0

LAMPIRAN C1.11

PROGRAM ENERGI BARU DAN TERBARUKAN SISTEM JAWA BALI

(Program EBT Nasional telah diuraikan pada narasi batang tubuh Bab 4.11, halaman 96. Rincian program EBT Jawa Bali sedang dikembangkan lebih lanjut pada saat penulisan RUPTL ini, sehingga belum dapat disajikan dalam Lampiran C1.11 ini)

LAMPIRAN C1.12

PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SISTEM JAWA BALI

Proyeksi Kebutuhan Investasi (M USD) – PLN+IPP

Fixed Assets

Juta US\$

Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	2,953.1	2,178.8	2,915.0	1,645.2	5,694.2	2,022.6	3,706.0	3,119.5	3,237.3	3,941.1	31,412.8
	Lc	1,043.9	899.5	1,249.3	705.1	2,533.7	866.8	1,606.0	1,389.4	1,476.6	1,736.3	13,506.5
	Total	3,997.0	3,078.3	4,164.2	2,350.2	8,227.9	2,889.5	5,312.0	4,508.9	4,713.9	5,677.4	44,919.4
Penyaluran	Fc	555.3	776.6	901.9	431.4	817.6	525.7	1,317.6	406.8	270.8	380.5	6,384.2
	Lc	238.0	332.8	386.5	184.9	350.4	225.3	564.7	174.4	116.1	163.1	2,736.1
	Total	793.3	1,109.4	1,288.4	616.3	1,167.9	751.0	1,882.3	581.2	386.8	543.6	9,120.4
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
	Total	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
Total	Fc	3,508.4	2,955.4	3,816.9	2,076.6	6,511.8	2,548.4	5,023.6	3,526.4	3,508.1	4,321.6	37,797.1
	Lc	1,734.9	1,932.8	2,236.7	1,435.0	3,455.5	1,819.1	2,870.0	2,342.8	2,367.8	2,594.3	22,789.0
	Total	5,243.2	4,888.2	6,053.6	3,511.5	9,967.3	4,367.5	7,893.6	5,869.2	5,876.0	6,916.0	60,586.1

Disbursements

Juta US\$

Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	2,705	2,674	3,255	3,410	3,267	2,845	3,122	3,342	3,027	2,734	30,382
	Lc	1,121	1,157	1,415	1,508	1,455	1,357	1,519	1,394	1,213	1,291	13,431
	Total	3,827	3,831	4,670	4,918	4,722	4,202	4,641	4,736	4,240	4,025	43,812
Penyaluran	Fc	757	783	603	682	742	977	562	320	435	589	6,450
	Lc	345	301	271	284	374	375	190	141	224	226	2,730
	Total	1,102	1,083	874	966	1,116	1,352	752	461	659	815	9,180
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	453	700	601	545	571	727	699	779	775	695	6,546
	Total	453	700	601	545	571	727	699	779	775	695	6,546
Total	Fc	3,463	3,457	3,858	4,092	4,010	3,822	3,684	3,662	3,462	3,322	36,832
	Lc	1,919	2,158	2,287	2,337	2,400	2,458	2,408	2,314	2,213	2,213	22,707
	Total	5,382	5,615	6,145	6,429	6,410	6,281	6,092	5,976	5,675	5,535	59,539

Proyeksi Kebutuhan Investasi (M USD) - PLN

Fixed Assets

Juta US\$

Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	2,816.2	1,548.4	559.8	521.7	2,661.0	365.0	1,593.4	1,473.1	2,145.3	3,319.5	17,003.6
	Lc	985.2	629.4	239.9	223.6	1,188.9	156.4	700.6	683.8	1,008.6	1,469.9	7,286.3
	Total	3,801.5	2,177.8	799.7	745.2	3,849.9	521.5	2,294.0	2,156.9	3,153.9	4,789.4	24,289.9
Penyaluran	Fc	555.3	776.6	901.9	431.4	817.6	525.7	1,317.6	406.8	270.8	380.5	6,384.2
	Lc	238.0	332.8	386.5	184.9	350.4	225.3	564.7	174.4	116.1	163.1	2,736.1
	Total	793.3	1,109.4	1,288.4	616.3	1,167.9	751.0	1,882.3	581.2	386.8	543.6	9,120.4
Distribusi	Fc											-
	Lc	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
	Total	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
Total	Fc	3,371.5	2,325.0	1,461.7	953.1	3,478.6	890.8	2,911.0	1,880.0	2,416.1	3,700.0	23,387.8
	Lc	1,676.2	1,662.6	1,227.4	953.5	2,110.7	1,108.7	1,964.6	1,637.2	1,899.8	2,327.9	16,568.8
	Total	5,047.7	3,987.7	2,689.1	1,906.5	5,589.3	1,999.5	4,875.6	3,517.2	4,316.0	6,028.0	39,956.6

Disbursements

Juta US\$

Item		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Pembangkit	Fc	1,497.4	1,237.9	1,237.6	1,204.3	1,089.7	1,235.5	1,892.5	2,470.9	2,532.4	2,547.1	16,945.3
	Lc	642.3	546.5	540.9	527.3	529.9	717.8	1,026.8	1,033.8	988.3	1,211.4	7,764.9
	Total	2,139.7	1,784.5	1,778.6	1,731.6	1,619.6	1,953.2	2,919.3	3,504.7	3,520.7	3,758.5	24,710.2
Penyaluran	Fc	757.4	782.8	602.7	682.0	742.5	977.1	561.8	319.9	435.3	588.7	6,450.2
	Lc	344.8	300.5	271.3	283.8	373.6	374.6	190.1	140.7	224.2	226.4	2,729.9
	Total	1,102.2	1,083.3	874.0	965.8	1,116.0	1,351.7	751.8	460.6	659.5	815.1	9,180.1
Distribusi	Fc											-
	Lc	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
	Total	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,546.4
Total	Fc	2,254.8	2,020.7	1,840.4	1,886.2	1,832.1	2,212.5	2,454.3	2,790.8	2,967.7	3,135.8	23,395.5
	Lc	1,440.1	1,547.5	1,413.1	1,356.1	1,474.9	1,819.4	1,916.2	1,953.5	1,987.7	2,132.7	17,041.2
	Total	3,694.9	3,568.1	3,253.5	3,242.3	3,307.1	4,031.9	4,370.5	4,744.4	4,955.4	5,268.6	40,436.7

Proyeksi Kebutuhan Investasi Pembangkit (M USD) – PLN+IPP

Disbursement

Juta US\$

Pembangkit		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
												0.0
PLTG	FC	2.4	2.4	2.4	25.0	-	11.3	75.5	209.9	293.9	207.9	830.8
	LC	1.0	1.0	1.0	10.7	-	4.9	46.8	97.2	133.2	60.3	356.1
PLTU	FC	2,242.7	2,075.7	2,019.4	1,827.7	1,824.3	1,590.0	1,575.4	1,562.0	1,420.7	2,028.3	18,166.0
	LC	918.9	840.9	881.0	792.6	741.8	672.5	698.6	655.5	662.9	944.3	7,808.8
PLTD	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	FC	305.8	118.4	208.1	275.9	351.1	482.2	743.8	847.9	822.8	217.9	4,373.7
	LC	121.5	68.6	86.6	91.5	186.2	301.0	418.2	306.0	180.5	169.9	1,929.9
PLTA	FC	6.6	37.7	63.1	71.4	55.7	35.6	28.2	8.9	-	-	307.2
	LC	8.8	29.5	37.7	43.2	37.1	23.8	18.8	5.9	-	-	204.8
PLTP	FC	88.2	341.0	845.0	1,066.8	896.3	558.6	520.8	580.4	430.9	269.6	5,597.8
	LC	31.5	137.2	343.8	474.8	391.1	236.5	223.4	247.1	198.0	110.3	2,393.8
PS	FC	59.6	99.3	116.9	143.2	139.8	167.3	178.4	133.3	58.4	9.9	1,106.2
	LC	39.7	79.4	64.7	95.5	99.1	118.2	113.1	82.3	39.0	6.6	737.5
PLTN	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	FC	2,705.3	2,674.5	3,254.9	3,410.0	3,267.1	2,845.1	3,122.1	3,342.4	3,026.7	2,733.6	30,381.7
	LC	1,121.4	1,156.6	1,414.9	1,508.3	1,455.3	1,356.8	1,518.8	1,393.9	1,213.5	1,291.3	13,430.8
Seluruh		3,826.7	3,831.1	4,669.7	4,918.3	4,722.4	4,201.9	4,640.9	4,736.3	4,240.2	4,024.9	43,812.5

Fixed Asset

Juta US\$

Pembangkit		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
												-
PLTG	FC	2.4	2.4	2.4	25.0	-	11.3	8.3	176.3	260.3	342.3	830.8
	LC	1.0	1.0	1.0	10.7	-	4.9	3.6	75.6	111.6	146.7	356.1
PLTU	FC	2,692.6	1,688.8	2,294.4	526.1	3,270.1	1,084.9	2,777.5	1,266.9	546.0	2,730.0	18,877.4
	LC	932.3	689.5	983.3	225.5	1,355.3	465.0	1,190.4	543.0	234.0	1,170.0	7,788.2
PLTD	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	FC	258.1	478.3	324.2	380.0	267.8	178.8	416.5	892.5	1,492.2	39.4	4,727.6
	LC	110.6	205.0	138.9	162.9	114.8	76.6	178.5	382.5	639.5	16.9	2,026.1
PLTA	FC	-	-	-	-	188.4	-	74.4	44.4	-	-	307.2
	LC	-	-	-	-	125.6	-	49.6	29.6	-	-	204.8
PLTP	FC	-	9.2	294.0	714.0	1,570.8	747.6	429.2	563.6	564.5	630.8	5,523.8
	LC	-	4.0	126.0	306.0	673.2	320.4	184.0	241.6	241.9	270.4	2,367.4
PS	FC	-	-	-	-	397.2	-	-	175.8	374.4	198.6	1,145.9
	LC	-	-	-	-	264.8	-	-	117.2	249.6	132.4	763.9
PLTN	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	FC	2,953.1	2,178.8	2,915.0	1,645.2	5,694.2	2,022.6	3,706.0	3,119.5	3,237.3	3,941.1	31,412.8
	LC	1,043.9	899.5	1,249.3	705.1	2,533.7	866.8	1,606.0	1,389.4	1,476.6	1,736.3	13,506.5
Seluruh		3,997.0	3,078.3	4,164.2	2,350.2	8,227.9	2,889.5	5,312.0	4,508.9	4,713.9	5,677.4	44,919.4

Proyeksi Kebutuhan Investasi Pembangkit (M USD) – PLN

Disbursement												Juta US\$
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLTG	FC	2.4	2.4	2.4	25.0	-	11.3	75.5	209.9	293.9	207.9	830.8
	LC	1.0	1.0	1.0	10.7	-	4.9	46.8	97.2	133.2	60.3	356.1
PLTU	FC	1,210.5	1,023.5	910.3	745.2	567.6	538.9	857.4	1,261.7	1,338.8	2,028.3	10,482.2
	LC	497.5	396.1	388.6	319.7	223.9	270.0	426.0	538.5	627.8	944.3	4,632.1
PLTD	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	FC	224.9	103.5	208.1	275.9	351.1	482.2	743.8	847.9	822.8	217.9	4,277.9
	LC	104.0	66.0	86.6	91.5	186.2	301.0	418.2	306.0	180.5	169.9	1,909.9
PLTA	FC	-	-	-	14.9	31.2	35.6	28.2	8.9	-	-	118.8
	LC	-	-	-	9.9	20.8	23.8	18.8	5.9	-	-	79.2
PLTP	FC	-	9.2	-	-	-	-	9.2	9.2	18.5	83.2	129.4
	LC	-	4.0	-	-	-	-	4.0	4.0	7.9	30.4	50.2
PS	FC	59.6	99.3	116.9	143.2	139.8	167.3	178.4	133.3	58.4	9.9	1,106.2
	LC	39.7	79.4	64.7	95.5	99.1	118.2	113.1	82.3	39.0	6.6	737.5
PLTN	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	FC	1,497.4	1,237.9	1,237.6	1,204.3	1,089.7	1,235.5	1,892.5	2,470.9	2,532.4	2,547.1	16,945.3
	LC	642.3	546.5	540.9	527.3	529.9	717.8	1,026.8	1,033.8	988.3	1,211.4	7,764.9
Seluruh		2,139.7	1,784.5	1,778.6	1,731.6	1,619.6	1,953.2	2,919.3	3,504.7	3,520.7	3,758.5	24,710.2

Fixed Asset		Juta US\$										
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
PLTG	FC	2.4	2.4	2.4	25.0	-	11.3	8.3	176.3	260.3	342.3	830.8
	LC	1.0	1.0	1.0	10.7	-	4.9	3.6	75.6	111.6	146.7	356.1
PLTU	FC	2,692.6	1,088.2	233.2	116.6	1,996.1	174.9	1,084.9	174.9	-	2,730.0	10,291.6
	LC	932.3	432.1	100.0	50.0	809.3	75.0	465.0	75.0	-	1,170.0	4,108.6
PLTD	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	FC	121.2	448.5	324.2	380.0	267.8	178.8	416.5	892.5	1,492.2	39.4	4,561.0
	LC	51.9	192.2	138.9	162.9	114.8	76.6	178.5	382.5	639.5	16.9	1,954.7
PLTA	FC	-	-	-	-	-	-	74.4	44.4	-	-	118.8
	LC	-	-	-	-	-	-	49.6	29.6	-	-	79.2
PLTP	FC	-	9.2	-	-	-	-	9.2	9.2	18.5	9.2	55.4
	LC	-	4.0	-	-	-	-	4.0	4.0	7.9	4.0	23.8
PS	FC	-	-	-	-	397.2	-	-	175.8	374.4	198.6	1,145.9
	LC	-	-	-	-	264.8	-	-	117.2	249.6	132.4	763.9
PLTN	FC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	LC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	FC	2,816.2	1,548.4	559.8	521.7	2,661.0	365.0	1,593.4	1,473.1	2,145.3	3,319.5	17,003.6
	LC	985.2	629.4	239.9	223.6	1,188.9	156.4	700.6	683.8	1,008.6	1,469.9	7,286.3
Seluruh		3,801.5	2,177.8	799.7	745.2	3,849.9	521.5	2,294.0	2,156.9	3,153.9	4,789.4	24,289.9

Kebutuhan Investasi Pengembangan Transmisi (M USD)

Fixed Asset Addition

Tahun	500 kV		500 kV DC		150 kV		70 kV		Total
	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	
2010	20.00	8.57	-	-	229.97	98.56	9.38	4.02	370.51
2011	0.23	0.10	-	-	263.92	113.11	-	-	377.36
2012	144.20	61.80	-	-	215.92	92.54	0.99	0.42	515.88
2013	1.39	0.59	-	-	68.40	29.31	-	-	99.70
2014	288.71	123.73	-	-	39.69	17.01	-	-	469.14
2015	99.79	42.77	-	-	98.50	42.22	-	-	283.28
2016	23.19	9.94	297.22	127.38	61.75	26.46	-	-	545.94
2017	28.55	12.24	-	-	49.35	21.15	-	-	111.30
2018	4.41	1.89	-	-	25.61	10.98	-	-	42.89
2019	0.95	0.41	-	-	48.53	20.80	-	-	70.68
Total	611.42	262.04	297.22	127.38	1,101.65	472.14	10.37	4.44	2,886.66

Disbursement Schedule

Tahun	500 kV AC		500 kV DC		150 kV		70 kV		Total
	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	
2010	32.98	25.63	-	-	247.53	103.43	2.07	0.57	412.21
2011	86.84	31.15	-	-	196.02	69.31	0.59	0.21	384.12
2012	87.41	55.97	-	-	92.16	30.72	0.20	0.04	266.50
2013	193.46	79.03	-	-	57.20	28.32	-	-	358.01
2014	122.25	37.73	59.44	50.95	79.39	33.39	-	-	383.17
2015	39.58	14.14	178.33	63.69	66.62	25.91	-	-	388.28
2016	22.65	7.87	59.44	12.74	47.08	17.61	-	-	167.40
2017	8.55	2.33	-	-	34.94	15.92	-	-	61.74
2018	10.40	8.07	-	-	83.45	53.67	-	-	155.59
2019	27.55	10.07	-	-	166.59	62.74	-	-	266.94
Total	631.69	271.98	297.22	127.38	1,070.98	441.03	2.87	0.83	2,843.97

Kebutuhan Investasi Pengembangan Gardu Induk (M USD)

Fixed Asset Addition

Tahun	500/150 kV		150/70 kV		150/20 kV		70/20 kV		Total
	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	
2010	118.79	50.91	5.40	2.32	165.52	70.94	6.21	2.66	422.74
2011	120.68	51.72	4.35	1.86	381.65	163.57	5.78	2.48	732.08
2012	143.57	61.53	1.17	0.50	389.73	167.03	6.34	2.72	772.57
2013	137.55	58.95	-	-	241.01	103.29	0.56	0.24	541.60
2014	295.40	126.60	-	-	173.50	74.36	2.77	1.19	673.80
2015	133.98	57.42	-	-	196.21	84.09	2.14	0.92	474.75
2016	690.62	295.98	-	-	248.12	106.34	1.61	0.69	1,343.35
2017	44.38	19.02	-	-	280.88	120.38	3.68	1.58	469.90
2018	90.51	38.79	-	-	149.73	64.17	0.53	0.23	343.95
2019	23.87	10.23	-	-	306.15	131.21	1.05	0.45	472.95
Total	1,799.35	771.15	10.92	4.68	2,532.48	1,085.35	30.64	13.13	6,247.69

Disbursement Schedule

Tahun	500/150 kV		150/70 kV		150/20 kV		70/20 kV		Total
	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	Fc	Lc	
2010	124.88	55.56	3.92	1.36	340.04	155.69	5.97	2.59	690.02
2011	137.79	59.52	1.57	0.44	358.37	141.19	5.07	1.70	705.63
2012	170.32	86.27	0.23	0.05	257.25	98.09	2.16	0.87	615.24
2013	231.55	92.16	-	-	191.54	81.14	2.20	0.98	599.57
2014	277.59	159.76	-	-	202.05	92.01	2.16	0.85	734.42
2015	450.04	161.34	-	-	244.29	109.73	2.13	1.07	968.59
2016	182.85	54.62	-	-	248.09	96.49	2.63	0.95	585.64
2017	67.96	25.39	-	-	207.24	96.60	1.26	0.45	398.90
2018	84.27	53.43	-	-	256.31	108.60	0.90	0.39	503.90
2019	160.30	56.57	-	-	233.46	96.73	0.81	0.31	548.18
Total	1,887.55	804.62	5.73	1.85	2,538.65	1,076.27	25.28	10.15	6,350.10

Kebutuhan Investasi Pengembangan Distribusi (M USD)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah
Jakarta dan Tangerang											
Jaringan TM	84.9	215.0	150.6	70.0	74.3	175.3	142.9	178.8	197.4	208.0	1,497.0
Jaringan TR	6.6	8.9	8.6	6.9	7.4	8.8	9.5	10.6	11.0	12.1	90.4
Trafo Distribusi	20.6	33.4	35.1	33.9	36.7	43.9	47.6	53.2	55.3	60.6	420.4
Tambahan Pelanggan	1.3	2.1	2.2	2.1	2.3	2.7	3.0	3.3	3.5	3.8	26.3
Total	113.4	259.3	196.5	112.9	120.8	230.7	203.0	245.9	267.3	284.4	2,034.1
Jawa Barat dan Banten											
Jaringan TM	71.8	80.7	84.0	81.8	87.0	93.0	94.2	101.0	79.3	26.4	799.2
Jaringan TR	44.1	48.5	51.6	54.8	58.3	62.0	63.0	67.0	56.6	24.5	530.5
Trafo Distribusi	26.9	64.5	43.4	50.4	43.9	56.1	48.1	58.9	58.5	55.2	506.0
Tambahan Pelanggan	27.0	30.0	32.1	34.4	36.8	39.3	40.4	43.2	37.9	20.0	341.1
Total	169.8	223.8	211.2	221.4	226.1	250.5	245.8	270.1	232.3	126.0	2,176.8
Jawa Tengah dan DIY											
Jaringan TM	34.6	59.6	40.3	44.8	45.7	54.3	54.6	55.5	55.7	57.3	502.5
Jaringan TR	9.5	18.0	12.4	13.9	15.2	16.5	17.1	18.5	20.0	21.7	162.8
Trafo Distribusi	7.3	13.7	9.5	10.6	11.6	12.6	13.0	14.1	15.3	16.6	124.2
Tambahan Pelanggan	17.7	20.8	20.3	21.4	22.3	23.6	23.6	24.6	25.6	26.8	226.7
Total	69.0	112.1	82.5	90.7	94.7	107.0	108.3	112.7	116.6	122.5	1,016.2
Jawa Timur											
Jaringan TM	32.6	34.5	33.6	35.8	38.3	40.9	41.8	44.4	47.2	50.1	399.1
Jaringan TR	19.6	18.9	20.1	21.5	22.9	24.4	24.7	26.3	27.9	29.6	235.7
Trafo Distribusi	18.5	17.9	19.1	20.3	21.7	23.1	23.4	24.9	26.4	28.0	223.4
Tambahan Pelanggan	22.5	26.2	27.6	29.0	30.5	32.1	32.2	33.8	35.5	37.3	306.7
Total	93.2	97.4	100.3	106.6	113.3	120.4	122.2	129.4	137.0	145.0	1,164.9
Bali											
Jaringan TM	4.1	4.2	5.3	6.6	8.0	8.7	9.5	9.8	10.2	9.0	75.3
Jaringan TR	0.7	0.8	1.2	1.6	2.1	2.3	2.5	2.6	2.7	2.4	18.9
Trafo Distribusi	1.6	1.7	2.2	2.8	3.5	3.9	4.3	4.6	4.9	3.3	33.0
Tambahan Pelanggan	1.1	1.2	1.7	2.3	3.0	3.4	3.8	4.0	4.2	2.4	27.2
Total	7.5	7.8	10.5	13.4	16.5	18.3	20.1	21.1	22.0	17.0	154.4
Total Jawa-Bali											
Jaringan TM	227.9	393.9	313.8	239.0	253.3	372.2	342.9	389.5	389.8	350.7	3,436.3
Jaringan TR	80.5	95.0	93.9	98.7	105.9	114.0	116.9	124.9	118.3	90.3	1,085.9
Trafo Distribusi	75.0	131.3	109.4	118.1	117.4	139.5	136.5	155.7	160.5	163.7	1,378.1
Tambahan Pelanggan	69.6	80.3	83.9	89.2	94.8	101.2	103.0	108.9	106.7	90.2	981.9
Total	453.0	700.4	600.9	545.0	571.4	727.0	699.4	779.1	775.2	694.9	6,882.3

RENCANA PENGEMBANGAN KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI JAWA BALI

LAMPIRAN C.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA

C2.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) saat ini sekitar 3.900 MW. Pasokan dari grid 500 kV dan pembangkit yang berada di grid 150 kV adalah 6.900 MW, sehingga sekitar 3.000 MW ditransfer ke wilayah Bogor, Tangerang dan Bekasi.

Pembangkit listrik yang berada di grid 150 kV di provinsi DKI Jakarta ada di 2 lokasi, yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang dan PLTGU/PLTU Tanjung Priok.

Pasokan dari grid 500 kV melalui 6 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Cawang, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas total 5500 MVA. Peta sistem kelistrikan DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar C2.1.



Gambar C2.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi DKI Jakarta

Secara kelistrikan di provinsi DKI Jakarta terdapat 5 sub-sistem yaitu:

1. GITET Gandul dan PLTGU Muara Karang memasok Jakarta Selatan, Jakarta Pusat dan sebagian Tangerang Selatan.
2. GITET Bekasi dan PLTGU Priok memasok Jakarta Utara, Jakarta Pusat dan sebagian Bekasi.
3. GITET Cawang dan GITET Depok memasok Jakarta Timur, Jakarta Pusat dan Jakarta Selatan.
4. GITET Cibinong memasok Jakarta Timur, Depok dan sebagian Bogor.
5. GITET Kembangan memasok Jakarta Barat dan sebagian Tangerang.

Pembangkit di Muara Karang dan Priok mempunyai kapasitas sekitar 2.500 MW seperti ditunjukkan pada Tabel C2.1.

Tabel C2.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Muara Karang dan Priok

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	Muara Karang 4-5	PLTU	Gas Alam	PJB	400,0
2	Priok 1-2	PLTU	MFO	Indonesia Power	100,0
3	Priok Blok 1	PLTGU	Gas Alam	Indonesia Power	590,0
4	Priok Blok 2	PLTGU	Gas Alam	Indonesia Power	590,0
5	Muara Karang Blok 1	PLTGU	Gas Alam	PJB	508,7
6	Muara Karang Repowering	PLTGU	Gas Alam	PJB	500,0
7	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52,0
Jumlah					2.740,7

C2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast ditunjukkan pada tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	24.351	26.737	3.911	2.303.034
2011	26.752	29.295	4.275	2.221.504
2012	29.421	32.200	4.689	2.295.934
2013	32.328	35.333	5.135	2.448.407
2014	35.496	38.741	5.620	2.606.774
2015	38.896	42.394	6.138	2.775.479
2016	42.448	46.201	6.677	2.942.093
2017	46.295	50.319	7.259	3.116.936
2018	50.381	54.683	7.875	3.310.269
2019	54.705	59.375	8.536	3.458.142
Growth (%)	9,3	9,1	8,8	3,9

C2.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.2 Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2019 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem Jakarta sendiri dan pengembangan jaringan 500 kV yang memasok sistem Jakarta. Khusus untuk pengembangan pembangkit di Jakarta akan dibangun proyek berkapasitas sekitar 2.000 MW seperti ditampilkan pada Tabel C2.3 berikut.

Tabel C2.3 Pengembangan Pembangkit di Jakarta

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	PLN	PLTGU	Muara Karang Repowering	194	2010	On Going	JBIC
2	PLN	PLTGU	Priok Extension	500	2011	On Going	JBIC
3	PLN	PLTGU	Priok Extension	243	2012	On Going	JBIC
4	PLN	PLTG	Muara Karang	400	2017	Plan	Plan
	Jumlah			1.337			

3.3 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.3.1 Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2019 diperlukan pengembangan GITET 500 kV di 10 lokasi seperti diperlihatkan pada Tabel C2.4 dan GI 150 kV di 37 lokasi seperti diperlihatkan pada Tabel C2.5.

Tabel C2.4 Pengembangan GITET di Jakarta

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana Juta USD	Keterangan
1	Gandul (Conv.)	APLN	2011	500	18,8	IBT-3
2	Bekasi (Conv.)	APLN	2011	500	22,5	IBT-3
3	Kembangan (GIS)	KE Scattered	2011	166	5,5	Spare
4	Cawang (GIS)	KE Scattered	2011	166	5,5	Spare
5	Gandul (Conv.)	KE Scattered	2011	166	5,5	Spare
6	Cawang (GIS)	Unallocated	2012	500	36,3	IBT-3
7	Durikosambi (GIS)	KE Scattered	2013	1.000	85,5	GIS
8	Cawang Baru (GIS)	Unallocated	2014	1.000	85,5	GIS
9	Muarakarang (GIS)	Unallocated	2016	1.000	85,5	GIS
10	Pulogadung (GIS)	Unallocated	2018	1.000	85,5	GIS
Jumlah				5.998	436,1	

Untuk meningkatkan keandalan pasokan kota Jakarta dicadangkan 3 buah trafo IBT satu fasa yang ditempatkan di GITET Kembangan, Cawang dan Gandul masing-masing berkapasitas 166 MVA.

Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pengembangan GI/GIS 150 kV baru yang tersebar di 37 lokasi dengan kapasitas 4.700 MVA seperti ditampilkan pada Tabel C2.5.

Tabel C2.5 Pengembangan GI/GIS di Jakarta

No	Nama Gardu Induk	Rasio Tegangan kV	COD	Sumber Dana	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana Juta USD
1	Senayan Baru (GIS)	150/20	2010	APLN	120	17,4
2	Taman Rasuna Said (GIS)	150/20	2010	KE-III	120	17,4
3	Kelapa Gading (GIS)	150/20	2010	KE-III	60	16,2
4	Pondok Indah (GIS)	150/20	2010	KE-III	120	17,4
5	Antasari/CSW II (GIS)	150/20	2011	ADB	120	17,4
6	Gandaria 150 (GIS)	150/20	2011	APLN	180	18,6
7	Tanah Tinggi (GIS)	150/20	2011	KE-III	120	17,4
8	Jatiwaringin	150/20	2011	KE-III	120	12,6
9	Mg. Besar II/G.Sahari	150/20	2012	ADB	120	17,4
10	Muarakarang II/Kapuk (PIK)	150/20	2012	-	120	13,3
11	(GIS)/Daanmogot	150/20	2012	KE Scatt.	120	17,4
12	Semanggi Barat (GIS)	150/20	2012	KE Scatt.	120	17,4
13	Cakung Township	150/20	2012	-	120	17,0
14	Jatirangon II/Cibubur	150/20	2012	-	120	11,4
15	Kemayoran II	150/20	2014	-	120	17,0
16	Karet New	150/20	2014	-	60	16,2
17	Dukuh Atas II (GIS)	150/20	2015	-	120	17,0

No	Nama Gardu Induk	Rasio Tegangan kV	COD	Sumber Dana	Kapasitas MVA	Kebutuhan Dana Juta USD
18	Muarakarang New	150/20	2015	-	60	16,2
19	Priok Timur I/T.Harapan Indah	150/20	2015	-	180	19,0
20	Pondok Indah II/Cirende	150/20	2015	-	180	11,2
21	Gandaria II/Mekarsari	150/20	2015	-	120	11,4
22	Gambir Lama II (GIS)	150/20	2015	-	180	19,0
23	T.Rasuna Said II/Pengadegan	150/20	2016	-	180	19,0
24	Durentiga II/Ragunan	150/20	2016	-	120	17,0
25	Cipinang II/Jatinegara	150/20	2016	-	120	17,0
26	Semanggi Barart II/T.Abang	150/20	2016	-	120	17,0
27	Plumpang New	150/20	2016	-	60	16,2
28	Abadi Guna Papan II	150/20	2017	-	200	19,0
29	Danayasa II/Smg.Timur	150/20	2017	-	120	17,0
30	Penggilingan II	150/20	2017	-	120	17,0
31	Senayan Baru II	150/20	2017	-	120	17,0
32	Pulomas New	150/20	2017	-	60	16,2
33	Durikosambi III/Rw Buaya	150/20	2017	-	180	19,0
34	CSW III/Mrt Psr Mede	150/20	2018	-	120	17,0
35	Kelapa Gading II (GIS)/Koja	150/20	2019	-	180	19,0
36	Kebon Sirih II (GIS)	150/20	2019	-	120	17,4
37	Pondok Indah III/Ciputat	150/20	2019	-	180	19,0
Jumlah					4.700	619,2

Selain itu diperlukan juga extension banyak GI eksisting dengan menambah unit trafo 150/20 kV hingga tambahan kapasitas seluruhnya mencapai 2.720 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 361 juta.

3.3.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 170 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 106 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C2.6.

Tabel C2.6 Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panjang kms	COD	Biaya juta USD
1	Durikosambi (GIS)	Kembangan	4xZebra	6	2013	1,98
2	Cawang Baru	Gandul	4xZebra	40	2014	13,20
3	Muarakarang (GIS)	Durikosambi	4xZebra	30	2016	9,90
4	Pulogadung	Cawang	4xZebra	24	2018	7,92
5	Muaratawar	Plumpang (GIS)	4xZebra	20	2019	6,60
6	Muarakarang (GIS)	Plumpang (GIS)	4xZebra	20	2019	6,60
Jumlah				140		46,20

Selaras dengan pembangunan GI/GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 659 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 554 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C2.7.

Tabel C2.7 Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panj. Kms	COD	Biaya USD juta
1	Durikosambi	Petukanan	2xTDrake	52	2010	10,40
2	T.Rasuna/Pancoran (GIS)	Duren Tiga	1xCU800	9	2010	18,00
3	Senayan Baru	Kembangan	1xCU800	22	2010	44,00
4	Angke	Ancol	2xZebra	10	2010	1,00
5	Gandul	Serpong	2xTACSR410	40	2010	6,00
6	Cawang	Duren Tiga	2xTACSR410	10	2010	1,50
7	Gandul	Petukanan	2xTDRAKE	28	2010	5,64
8	Kelapa Gading	Inc. (Pgsan-Plpng)	2xZebra	2	2010	0,20
9	Pondok Indah	Gandul (Drtga/Kmang-Kenvil)	1xCu800	14	2010	28,00
10	Antasari/CSW II/Kenvil	Kenvil)	1xCU1000	10	2011	20,00
11	Gandaria 150 (GIS)	Depok III	2xZebra	24	2011	2,88
12	Semanggi Barat (Box)	Semanggi Timur	1xCU1000	1	2011	2,80
13	Gedung Pola	Manggarai	1xCU1000	4	2011	8,20
14	Duren Tiga	Kemang	1xCU1000	6	2011	12,00
15	New Senayan	Senayan	1xCU1000	6	2011	11,00
16	Tanah Tinggi (GIS)	Inc. (GmbIm-Plmas)	1xCU1000	4	2011	8,00
17	Jatiwaringin	Inc. (Pdklp-Jtngn)	2xZebra	24	2011	2,88
18	Muarakarang	Angke	2xACCC 310	11	2011	1,10
19	Semanggi Barat (Box)	Karet	1xTACSR410	8	2011	0,96
20	Petukanan	Bintaro	1xTACSR520	18	2011	2,16
21	Dukuh Atas	Manggarai	1xCU1000	6	2011	11,00
22	Ketapang	Mangga Besar	1xCU1000	6	2011	11,00
23	Kebon Sirih	Gambir Lama	1xCU1000	2	2011	4,40
24	Mangga Besar II/G.Sahari	Kemayoran	1xCU1000	16	2012	32,00
25	Muarakarang II/Kapuk	Inc (Mkrang-Dksbi)	2xTACSR410	6	2012	0,90
26	Cakung TownShip	Inc. (KdspI-Bekasi)	2xZebra	10	2012	1,20
27	Jatirangon II/Cibubur	Cileungsi II	2xZebra	10	2012	1,20
28	Durikosambi II/Daanmogot	Inc.(Dksbi-Mkrng)	2xZTACIR	4	2012	0,60
29	Semanggi Barat (GIS)	Karet Lama	1xCU1000	5	2012	10,00
30	Kemayoran II	Inc. (Priok-Plpng)	1xCU1000	6	2014	12,00
31	Karet New	Karet	2xZebra	10	2014	1,20
32	Pondok Indah II/Cirendeuy Priok Timur I/Harapan Indah	Inc. (PtKng-Gndul)	1xCU1000	10	2015	20,00
34	Indah	Muaratawar	2xZebra	10	2015	1,20
35	Gambir Lama II Gandaria	Interface	2xZebra	2	2015	0,24
36	II/Mekarsari/P.Gas	Gandaria	2xZebra	30	2015	3,60
37	Muarakarang New	Muarakarang	2xZebra	10	2015	1,20
38	Plumpang New	Plumpang	2xZebra	20	2015	2,40
39	Dukuh Atas II	Manggarai	1xCU1000	20	2015	40,00
40	Taman Rasuna Said II	Cawang Baru	1xCU800	20	2016	40,00
42	Cipinang II/Ek Jtngra	Inc. (Plmas-Mgrai)	2xZebra	10	2016	1,20

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panj. Kms	COD	Biaya USD juta
43	Duren Tiga II/Ragunan	Inc. (Gndul-Cwang)	2xZebra	10	2016	1,20
44	Danayasa II	Inc. (Mpang-Karet)	2xZebra	6	2017	0,72
45	Penggilingan II	Penggilingan	1xCU1000	12	2017	24,00
46	Senayan Baru II	Senayan Baru	1xCU800	16	2017	32,00
47	Abadi Guna Papan II	Inc. (Mpang-Karet)	2xZebra	6	2017	0,72
48	Pulogadung New	Inc. (Plmas-Pgsan)	2xTACSR410	8	2017	1,20
49	Pulomas New	Pulomas	2xZebra	10	2017	1,20
50	Pulogadung New	Pegangsaan	2xTACSR520	2	2017	0,32
51	Antasari/CSW III/Ps. Mede	D.Tiga II/Ragunan	1xCU1000	20	2018	40,00
53	Kelapagading II/Koja	Plumpang	2xZebra	20	2019	2,40
54	Kebon Sirih II (GIS)	Inc. (GmbIm-Plmas)	1xCU1000	4	2019	8,00
55	Pondok Indah III/Ciputat	(Inc.(Srpong-Gndul)	1xCU800	30	2019	60,00
Jumlah				659		553,82

3.4 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 930 ribu pelanggan sampai dengan 2019 atau rata-rata 93 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 9.835 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 28.161 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 4.672 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C2.8 berikut.

Tabel C2.8 Pengembangan Sistem Distribusi di Jakarta

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	651	1.412	231	77.693
2011	1.657	2.160	371	84.218
2012	1.123	2.427	391	87.152
2013	407	2.293	377	90.188
2014	407	2.448	408	93.329
2015	1.190	2.934	488	96.580
2016	865	3.190	528	95.262
2017	1.094	3.545	591	98.425
2018	1.195	3.698	614	101.692
2019	1.246	4.055	673	105.069
Jumlah	9.835	28.161	4.672	929.609

C2.4. SISTEM DISTRIBUSI KE KEPULAUAN SERIBU

4.1 Kondisi Geografis

Kepulauan Seribu merupakan gugusan kepulauan yang terletak di sebelah utara Jakarta, tepat berhadapan dengan teluk Jakarta. Jumlah pulau sekitar 342 buah pulau, termasuk pulau-pulau pasir dan terumbu karang yang bervegetasi maupun yang tidak. Pulau pasir dan terumbu karang itu sendiri berjumlah 158.

4.2 Kondisi kependudukan & pemerintahan

Kabupaten Administrasi Kepulauan Seribu adalah sebuah kabupaten administrasi di Provinsi DKI Jakarta dengan luas wilayah 11,8 km² yang meliputi gugusan kepulauan di Teluk Jakarta. Sebelumnya wilayah Kepulauan Seribu merupakan salah satu kecamatan di Kotamadya Jakarta Utara.

Pusat pemerintahan kabupaten ini terletak di pulau Pramuka yang mulai difungsikan sebagai pusat pemerintahan kabupaten sejak tahun 2003. Terdapat dua kecamatan di Kabupaten Administrasi Kepulauan Seribu, yaitu kecamatan Kepulauan Seribu Selatan dan kecamatan Kepulauan Seribu Utara.

4.3 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu

Rencana induk pengembangan sistem pasokan Kepulauan Seribu terdiri dari 2 tahapan sebagai berikut:

a. Tahap 1 Jalur Selatan (2008-2009):

Pada tahap 1 ini pembangunan infrastruktur kelistrikan telah dilaksanakan di wilayah kecamatan Kepulauan Seribu Selatan dan dari proyek ini tercapai rasio desa berlistrik 8,33% dan rasio elektrifikasi sebesar 5,90% pada tahun 2009.

Infrastruktur JTM dipasok dari GI Teluk Naga Trafo 1 melalui penyulang Seribu sampai ke GH Tanjung Pasir, Tangerang, dan selanjutnya dipasok radial dengan Kabel laut 20 kV ke beberapa pulau sebagai berikut:

Tabel C2.9 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan

No.	Section	SKLTM (ms)	SKTM ke GD (ms)	Trafo GD (kVA)	JTR (ms)	Jmlh Plgn
1	GH Tg Pasir- GH P. U.jawa	5.690	400	630	1.726 (P.U.Jawa)	365
2	GH P U.jawa- GH P.L Kecil	13.390	800	-	-	-
	GH P.L Kecil- GH P.L Besar	460	1000	-	-	-
3	GH P.L Besar-GH Pulau Pari	9.460	400	630	968 (P.L.Besar)	362 (P.L.Besar)
4	GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar	8.850	795	630 (P.Pari)	1.711 (P.Pari)	189 (P.Pari)
6	GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil	3.560	600	630 (P.Payung Besar)	429 (P.Payung Besar)	38 (P.Payung Besar)
7	GH P.Payung Kecil-GH P.Tidung Besar	830	2.000	3 x 630	3.480 (P.Tidung Besar)	761 (P.Tidung Besar)
	TOTAL	42.240	5.995	4.410	8.314	1.715

b. Tahap-2 Jalur Utara (2010-2011):

Pada tahap-2 ini pembangunan infrastruktur kelistrikan direncanakan oleh pemprov DKI untuk wilayah kecamatan kepulauan seribu bagian Utara.

Dari rencana pembangunan kelistrikan tahap-2 ini maka pada tahun 2010 diharapkan akan tercapai rasio desa berlistrik 41,67% dan rasio elektrifikasi sebesar 32,90%.

Penyambungan SKLTM dilanjutkan secara radial dari pulau Tidung Besar ke pulau-pulau sebagai berikut:

Tabel C2.10 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Utara

No	Section	SKLTM (ms)	SKTM ke GD (ms)	Trafo GD (kVA)	JTR (ms) *)	Plgn **)
1	P. Tidung Kecil-P. Karya	16.509	340	1x630 kVA (P. Karya)	3.200	Dinas Teknis
2	P. Karya-P. Panggang	200	1.660	2x630 kVA (P. Panggang)	6.400	523
3	P. Panggang-P. Pramuka	1.765	960	1x630 kVA (P. Pramuka)	3.200	299
4	P. Karya-P. Kelapa	16.953	2.240	4x630 kVA (P. Kelapa)	12.800	885
5	P. Kelapa-P. Kelapa dua/Harapan	622	1.450	1x630 kVA (P. Kelapa Dua)	3.200	338
6	P. Kelapa Dua/Harapan-P. Panjang Besar	935	840	1x630 kVA (P. Panjang Besar)	3.200	Lap. Udara
7	P. Panjang Besar-P. Sabira	1.200	-	1x630 kVA (P. Sabira)	3.200	78
	TOTAL	38.184	7.490	11x630 kVA	35.200	2.123

Catatan : *) Estimasi jumlah Jurusan untuk Trafo 630 kVA adalah 8 (delapan) jurusan dan panjang per-jurusan 400 meter.

**) Berdasarkan Data pelanggan Genset eksisting.

C2.5. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta adalah USD 4,5 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C2.11.

Tabel C2.11 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi USD Juta
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	24.351	26.737	3.911	194	1.760	187	477
2011	26.752	29.295	4.275	500	1.398	129	819
2012	29.421	32.200	4.689	243	1.340	51	529
2013	32.328	35.333	5.135		1.120	6	255
2014	35.496	38.741	5.620		1.420	56	255
2015	38.896	42.394	6.138		1.200	102	347
2016	42.448	46.201	6.677		1.840	70	435
2017	46.295	50.319	7.259	400	1.080	60	572
2018	50.381	54.683	7.875		1.540	44	414
2019	54.705	59.375	8.536		720	94	355
Jumlah				1.337	13.418	799	4.457

LAMPIRAN C.3

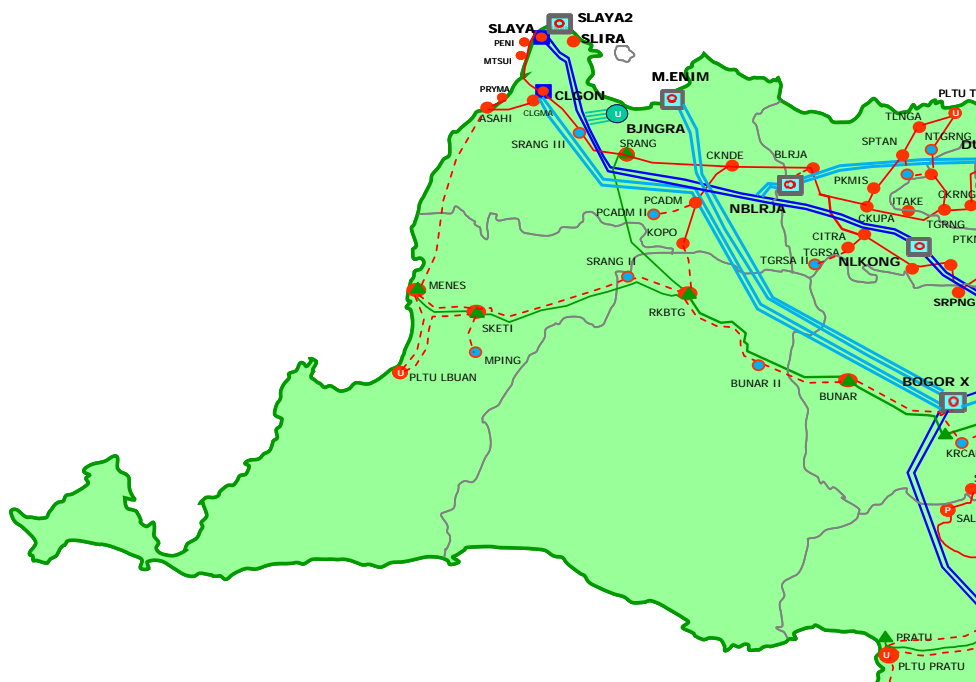
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI BANTEN

C3.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Banten saat ini sekitar 2.400 MW, dipasok dari pembangkit yang berada di grid 150 kV dan GITET 500 kV sebanyak 3.000 MW, sehingga sekitar 600 MW memasok Bogor dan DKI Jakarta.

Pembangkit listrik 150 kV di Banten ada di 2 lokasi, yaitu PLTGU Cilegon dan PLTU Labuan dengan daya terpasang 1000 MW.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 2.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Banten ditunjukkan pada Gambar C3.1.



Gambar C3.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Banten

Kelistrikan Provinsi Banten terdiri atas 3 sub-sistem yaitu:

1. GITET Suralaya memasok daerah industri Merak dan Salira.
2. GITET Cilegon, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan memasok Kab. Serang, Kota Cilegon, Kab. Pandeglang dan Kab. Lebak.
3. GITET Balaraja memasok Kab/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel C3.1.

Tabel C3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	Suralaya	PLTU	Batubara	Indo.Power	3.400,0
2	Cilegon	PLTGU	Gas Alam	PLN	740,0
3	Labuan	PLTU	Batubara	PLN	300,0
Jumlah					4.440,0

C3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

2.1 Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Banten 2010-2019

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast diberikan pada tabel C3.2.

Tabel C3.2 Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	16.391	17.674	2.341	2.192.006
2011	17.802	19.155	2.539	2.452.620
2012	19.432	20.867	2.767	2.564.754
2013	21.215	22.775	3.022	2.606.653
2014	23.164	24.861	3.300	2.650.811
2015	25.294	27.140	3.603	2.693.144
2016	27.512	29.512	3.920	2.736.277
2017	29.928	32.094	4.264	2.779.628
2018	32.558	34.909	4.640	2.823.227
2019	35.423	37.981	5.049	2.866.700
Growth (%)	8,9	8,8	9,3	3,8

C3.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di provinsi Banten diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.1 Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2019 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 5.100 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C3.3 berikut.

Tabel C3.3 Pengembangan Pembangkit

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	PLN	PLTU	Labuan	300	2010	On Going	Perpres
2	PLN	PLTU	Suralaya	625	2010	On Going	Perpres
3	PLN	PLTU	Teluk Naga/Lontar	945	2011	On Going	Perpres
4	PLN	PLTGU	LNG Bojanegara	1.500	2017	Plan	Plan
5	PLN	PLTGU	LNG Bojanegara	750	2018	Plan	Plan
6	Swasta	PLTP	Rawa Dano	110	2015	Plan	IPP
7	Swasta	PLTU	Banten	660	2016	Plan	IPP
	Jumlah			4.890			

3.2 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.2.1 Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk (GI) dibagi atas 2 bagian yaitu Gardu Induk Extra Tegangan Tinggi (GITET) 500 kV dan Gardu Induk Tegangan Tinggi (GI) 150 kV.

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 3 lokasi dengan kapasitas sekitar 3.166 MVA dengan kebutuhan dana USD 140 juta seperti pada Tabel C3.4.

Tabel C3.4 Rencana Pengembangan GITET

No.	Lokasi	COD	Sumber Dana	Kapasitas MVA	Biaya juta USD	Keterangan
1	Cilegon	2011	APLN	500	18,80	IBT-3
2	Cilegon	2011	KE Scatt.	166	5,50	Spare
3	Balaraja	2011	APLN	500	18,80	IBT-2
4	Balaraja	2012	IBRD Scatt	500	18,80	IBT-3
5	Lengkong	2014	Unallocated	1.000	63,00	GITET Baru
6	Lengkong	2018	Unallocated	500	15,30	IBT-3
Jumlah				3.166	140,20	

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GIS 150 kV baru tersebar di 24 lokasi dengan kapasitas 2.800 MVA dengan biaya USD 289 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C3.5.

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Biaya M USD
1	Balaraja New	IBRD IFB2A	2010	60	11,42
2	Curug/Lippo Karawaci	IBRD IFB2A	2010	60	10,92
3	Menes II	APLN_Perc.	2010	120	12,12
4	Saketi II	APLN_Perc.	2010	120	10,22
5	Bintaro II	ADB (IEE)	2011	120	11,22
6	Lautan Steel	APLN.	2011	180	13,80
7	Rangkasbitung II	ADB B4	2011	120	12,12
8	Malingping	Unallocated	2011	60	10,02
9	Millenium	IBRD	2012	180	14,30
10	Asahimas II	Unallocated	2012	60	10,02
11	Cilegon Baru II	Unallocated	2012	120	10,72
12	Bayah	Unallocated	2013	60	10,02
13	Ciledug II/Alam Sutra	APLN	2013	180	19,00
14	Lengkong II	Unallocated	2015	120	11,42
15	Tangerang Baru II	Unallocated	2016	180	12,12
16	Lippo Curug II	Unallocated	2016	120	10,72
17	Bunar II	Unallocated	2016	120	11,40
18	Puncak Ardi Mulya II	Unallocated	2016	120	17,50
19	Lengkong New	Unallocated	2017	60	10,00
20	Bintaro III/Jombang	Unallocated	2017	120	10,02
21	Serang II/Serang Slatan	Unallocated	2017	120	12,62
22	Tiga Raksa II	Unallocated	2019	180	13,00
23	Teluk Naga II	Unallocated	2019	120	12,00
24	Serang III/Serang Utara	Unallocated	2019	120	12,62
Jumlah				2.800	289,32

Selain itu, diperlukan juga extension terhadap GI eksisting dengan menambah unit trafo 3.320 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 134 juta.

3.2.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengebangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 479 kms dengan kebutuhan dana sekitar 484 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C3.6.

Tabel C3.6 Rencana Pembanguan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Konduktor	COD	Sumber Dana	Panj. kms	Biaya juta USD
1	Suralaya New	Suralaya Old	4xGannet	2010	APLN_Perc.	3	0,92
2	Balaraja	Suralaya Baru	4xZebra	2010	APLN_Perc.	80	26,40
3	Balaraja	Kembangan	4xZebra	2012	Unallocated	80	26,40
4	Lengkong	Inc. (Blrja-Gndul)	4xDove	2013	Unallocated	8	2,64
5	Bogor X-HVDC	T.Pucut-HVDC	OHL	2016	JICA	220	72,60
6	T. Pucut-HVDC	Ketapang-HVDC	Cable	2016	JICA	80	352,00
7	Bojanegara	Inc. (Slaya-Braja)	4xDove	2018	Unallocated	8	2,64
Jumlah						479	483,60

Pada tabel C.3.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari Bogor X ke Tanjung Pucut dan terus menyeberangi selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct current* (HVDC) yang berfungsi untuk membawa listrik dari PLTU batubara mulut tambang di Sumatra Selatan ke pulau Jawa.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya sepanjang 979 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 162 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Sumber Dana	COD	Panj. kms	Biaya juta USD
1	Balaraja New	Balaraja	2xTACSR	APLN JBN	2010	20	6,60
2	Curug/Lippo Krwaci	Inc. (Cldug-Ckupa)	4xZebra	APLN JBN	2010	4	0,88
3	Menes II	Asahimas	2xZebra	APLN_Perc.	2010	110	11,00
4	Labuan PLTU	Saketi II	2xZebra	APLN_Perc.	2010	46	4,60
5	Saketi II	Rangkasbitung II	2xZebra	APLN_Perc.	2010	59	5,90
6	Tangerang	Cengkareng	1xTACSR	APLN_Perc.	2010	14	1,68
7	Cikupa	Balaraja	2xTDRAKE	APLN_Perc.	2010	23	4,53
8	Lautan Steel	Inc. (Blrja-Citra)	2xZebra	Unallocated	2011	8	0,96
9	Lengkong	Serpong	2xZebra	Unallocated	2011	40	4,80
10	Bintaro II	Bintaro	1xCU1000	Unallocated	2011	14	28,00
11	Rangkasbitung II	Kopo	2xZebra	ADB - B2	2011	34	4,08
12	Malingping	Bayah	2xZebra	Unallocated	2011	80	9,60
13	Malingping	Saketi II	2xZebra	Unallocated	2011	80	9,60
14	Millenium	Inc. (Lautan-Citra)	2xZebra	Unallocated	2012	8	0,96
15	Asahimas II	Asahimas	2xZebra	Unallocated	2012	10	1,20
16	Cilegon Baru II	Cilegon Baru	2xZebra	Unallocated	2012	10	1,20
17	Lengkong New	Lengkong	2xTACSR520	Unallocated	2013	10	1,60
18	Bintaro	Serpong	1xTACSR520	KE Scatt.	2013	18	2,16
19	Alam Sutra	Inc. (Kmbng-Lippo)	4xZebra	Unallocated	2013	1	0,22
20	Bayah	Pelabuhan Ratu	2xZebra	Unallocated	2013	70	8,40
21	Milenium	New Balaraja	2xTACSR410	Unallocated	2014	20	3,00
22	Rawa Dano PLTP	Inc. (Asahimas-Menes)	2xZebra	Unallocated	2014	30	3,60
23	Lengkong II	Inc.(Srpong-Lkong)	2xZebra	Unallocated	2015	8	0,96
24	Cilgon Bru III	Inc. (Clgon-PLTU Clgon)	4xZebra	Unallocated	2015	8	1,76
25	Lippo Curug II	Lippo Curug	2xZebra	Unallocated	2016	10	1,20
26	Tangerang Baru II	Inc. (Tgbru-Spatan III)	2xTACSR410	Unallocated	2016	4	0,60
27	Rangkasbitung	Bunar	2xTACSR410	APLN_Perc.	2016	72	10,74
28	Rangkasbitung	Serang	2xTACSR410	APLN_Perc.	2016	79	11,86
29	Puncak AM II/Gordo	Puncak Ardi Mulya	2xZebra	Unallocated	2016	10	1,20
30	Bintaro III/Serpong	Inc.(Bntro_Srpng)	1xCU1000	Unallocated	2017	10	20,00
31	Selang Selatan	Inc. (Saketi-Rangkas)	2xZebra	Unallocated	2017	20	2,40
32	Tigaraksa II	Tigaraksa	2xZebra	Unallocated	2019	20	2,40
33	Teluk Naga II	Inc.(Lontar-Tgbru)	2xZebra	Unallocated	2019	20	2,40
34	Selang III/Srang Utra	Inc. (Clgon-PLTU Clgon)	4xZebra	Unallocated	2019	10	2,20
Jumlah						979	162,28

3.3 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 917 ribu pelanggan atau rata-rata 92.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 8.222 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 15.000 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 2.000 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C3.8 berikut.

Tabel C3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM Kms	JTR Kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	678	968	99	76.391
2011	1.064	1.267	177	84.277
2012	879	1.386	166	88.704
2013	628	1.374	167	93.382
2014	655	1.460	172	98.324
2015	982	1.659	209	103.546
2016	865	1.742	215	103.887
2017	990	1.897	245	109.178
2018	891	1.793	252	98.075
2019	591	1.465	269	61.317
Jumlah	8.222	15.011	1.971	917.081

C3.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi Banten adalah USD 7,4 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C3.9.

Tabel C3.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ¹ Juta USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	16.391	17.674	2.341	925	1220	312	1,417
2011	17.802	19.155	2.539	945	1186	256	1,474
2012	19.432	20.867	2.767		980	28	152
2013	21.215	22.775	3.022		720	179	144
2014	23.164	24.861	3.300		1240	58	152
2015	25.294	27.140	3.603	110	120	16	370
2016	27.512	29.512	3.920	660	660	475	1,463
2017	29.928	32.094	4.264	1,500	420	38	1,362
2018	32.558	34.909	4.640	750	360		717
2019	35.423	37.981	5.049		1400	50	174
Jumlah				4.890	8.306	1.412	7.427

¹ Termasuk biaya investasi pengembangan distribusi sekitar USD 850 juta.

LAMPIRAN C.4

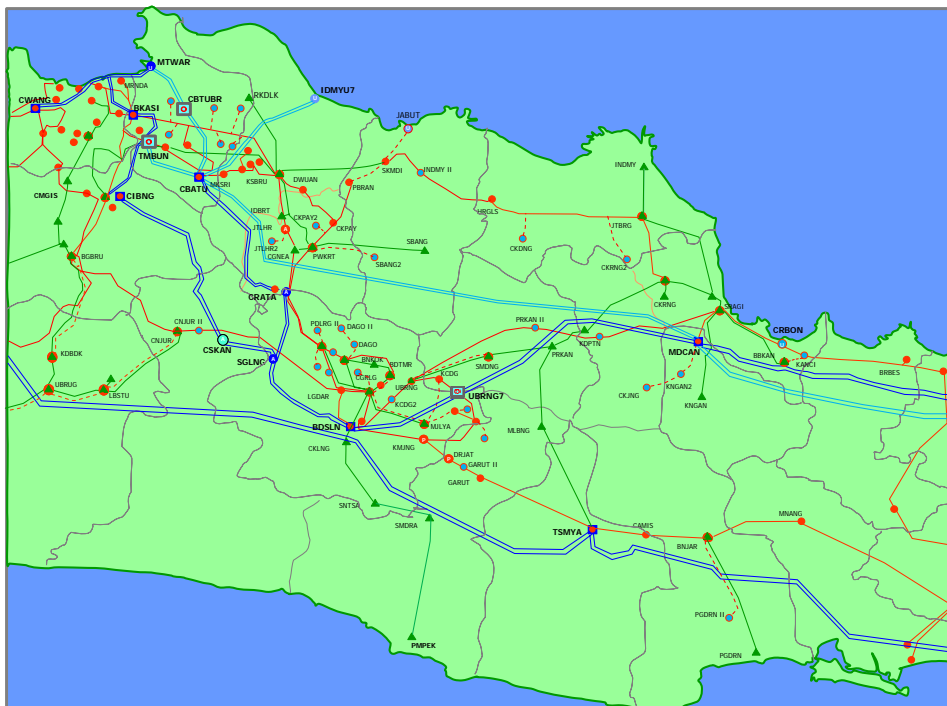
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA BARAT

C4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat saat ini sekitar 5.000 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di grid 150 kV dan juga dipasok oleh GITET 500 kV, dengan jumlah pasokan sebesar 5.400 MW. Sebanyak 400 MW dikirim ke sistem Jakarta dan Jateng.

Pembangkit yang berada di grid 150 kV di Jawa Barat adalah PLTP (Kamojang, Darajat, Wayang Windu, Salak), PLTA (Ubrug, Kracak, Cikalong, Jatiluhur, Plengan, Bengkok) dan PLTG Sunyaragi dengan kapasitas 1.400 MW.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 5 GITET, yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasik dan Mandirancan dengan kapasitas 5.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar C4.1.



Gambar C4.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Barat Saat Ini

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 sub-sistem yaitu:

- ❑ GITET Bandung Selatan memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi.
- ❑ GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- ❑ GITET Tasikmalaya dan PLTP Kamojang, Darajat dan Wayang Windu memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kab. Banjar dan Kab. Ciamis.
- ❑ GITET Mandirancan dan PLTG Sunyaragi memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan dan Kab. Indramayu
- ❑ GITET Cibatu memasok Tambun Cikarang dan Kab. Karawang, Kab. Bekasi.
- ❑ PLTP Salak memasok Kab. Bogor , Kab. Cianjur dan Kab Sukabumi.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel C4.1.

Tabel C4.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	Ubrug	PLTA	PLTA	Indonesia Power	18,4
2	Kracak	PLTA	PLTA	Indonesia Power	18,9
3	M. Tawar B-1	PLTGU	HSD	PJB	640,0
4	M. Tawar B-2	PLTG	HSD	PJB	280,0
5	M. Tawar	PLTG	HSD	PLN	858,0
6	C. Listrindo	PLTG	Gas	Swasta	150,0
7	Salak	PLTP	PLTP	Indonesia Power	165,0
8	Salak IPP	PLTP	PLTP	Swasta	165,0
9	Plengan	PLTA	PLTA	Indonesia Power	6,9
10	Lamajan	PLTA	PLTA	Indonesia Power	19,6
11	Cikalong	PLTA	PLTA	Indonesia Power	19,2
12	Bengkok	PLTA	PLTA	Indonesia Power	3,2
13	Dago	PLTA	PLTA	Indonesia Power	0,7
14	Parakan	PLTA	PLTA	Indonesia Power	9,9
15	Saguling	PLTA	PLTA	Indonesia Power	700,7
16	Cirata	PLTA	PLTA	PJB	1.008,0
17	Jatiluhur	PLTA	PLTA	Swasta	150,0
18	Kamojang	PLTP	PLTP	Indonesia Power	140,0
19	Drajat	PLTP	PLTP	Indonesia Power	55,0
20	Drajat IPP	PLTP	PLTP	Swasta	70,0
21	Wayang Windu	PLTP	PLTP	Swasta	220,0
22	Sunyaragi 1-2	PLTG	Gas	Indonesia Power	40,2
23	Sunyaragi 3-4	PLTG	HSD	Indonesia Power	40,1
24	Drajat 3	PLTP	PLTP	Swasta	110,0
25	Kamojang 4	PLTP	PLTP	Swasta	60,0
Jumlah					4.948,6

C4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast diperlihatkan pada tabel C4.2.

Tabel C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	32.083	35.319	5.093	8.301.109
2011	34.933	38.351	5.535	8.837.245
2012	38.194	41.819	6.038	9.407.987
2013	41.756	45.702	6.602	10.015.566
2014	45.646	49.942	7.217	10.662.360
2015	49.893	54.570	7.889	11.350.896
2016	54.313	59.383	8.587	12.048.809
2017	59.120	64.616	9.347	12.789.599
2018	64.349	70.314	10.175	13.377.954
2019	70.035	76.528	11.077	13.588.765
Growth (%)	8,9	8,7	9,2	5,7

C4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.1 Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 10.900 MW dengan perincian ditampilkan pada Tabel C4.3 berikut.

Selain itu terdapat potensi energi baru dan terbarukan berupa PLTSa Bantargebang 26 MW yang memanfaatkan energi dari sampah di Kota Bekasi dan PLT Angin Viron Energy 10 MW di Sukabumi yang direncanakan beroperasi pada tahun 2010-2011.

Tabel C4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	PLN	PLTU	Indramayu	990	2010	On Going	Perpres
2	PLN	PLTGU	Muara Tawar Blok 5	234	2011	On Going	JBIC
3	PLN	PLTU	Pelabuhan Ratu	1,050	2011	On Going	Perpres
4	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 2	150	2012	Committed	KE
5	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 2	350	2013	Committed	KE
6	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage	1,000	2014	Plan	IBRD
7	PLN	PLTU	Indramayu Baru	1,000	2014	Plan	JICA
8	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-On 3,4	700	2016	Committed	KE
9	PLN	PLTU	Indramayu Baru	1,000	2016	Plan	JICA
10	PLN	PLTG	Sunyaragi	600	2018	Plan	Plan
11	PLN	PLTU	Jawa Barat Baru	1,000	2019	Plan	Plan
12	Swasta	PLTGU	Bekasi Power	130	2010	On Going	IPP
13	Swasta	PLTGU	Cikarang Listrindo	100	2010	On Going	IPP
14	Swasta	PLTGU	Cikarang Listrindo	50	2011	On Going	IPP
15	Swasta	PLTU	Cirebon	660	2011	On Going	IPP
16	Swasta	PLTP	Darajat	55	2012	Plan	IPP
17	Swasta	PLTP	Wayang Windu	120	2012	Plan	IPP
18	Swasta	PLTP	Kamojang	60	2013	Plan	IPP
19	Swasta	PLTP	Karaha Bodas	30	2013	Plan	IPP
20	Swasta	PLTP	Patuha	120	2013	Plan	IPP
21	Swasta	PLTP	Salak	40	2013	Plan	IPP
22	Swasta	PLTP	Darajat	55	2013	Plan	IPP
23	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2014	Plan	IPP
24	Swasta	PLTA	Jatigede	110	2014	Plan	IPP
25	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1	110	2014	Plan	IPP
26	Swasta	PLTP	Kamojang	40	2014	Plan	IPP
27	Swasta	PLTP	Patuha	60	2014	Plan	IPP
28	Swasta	PLTP	Wayang Windu	120	2014	Plan	IPP
29	Swasta	PLTP	Dieng	60	2014	Plan	IPP
30	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	50	2014	Plan	IPP
31	Swasta	PLTP	Tampomas	45	2014	Plan	IPP
32	Swasta	PLTP	Karaha Bodas	110	2014	Plan	IPP
33	Swasta	PLTP	Cibuni	10	2014	Plan	IPP
34	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2	30	2015	Plan	IPP
35	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2	30	2016	Plan	IPP
36	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2017	Plan	IPP
37	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame	55	2018	Plan	IPP
38	Swasta	PLTP	Wayang Windu	50	2018	Plan	IPP
39	Swasta	PLTP	Papandayan	55	2018	Plan	IPP
40	Swasta	PLTP	Batukuwung	55	2019	Plan	IPP
41	Swasta	PLTP	Endut	110	2019	Plan	IPP
42	Swasta	PLTP	Citaman-Karang	10	2019	Plan	IPP
43	Swasta	PLTP	Papandayan	55	2019	Plan	IPP
	Jumlah			10.761			

3.2 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.2.1 Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 12 lokasi dengan kapasitas sekitar 7.166 MVA seperti pada Tabel C4.4.

Tabel C4.4 Rencana Pengembangan GITET 500 kV

No	Lokasi	COD	Sumber Dana	MVA	Biaya Juta USD	Keterangan
1	Mandirancan	2011	Unallocated	166	5,50	Spspare
2	Ujung berung	2011	APLN	500	40,00	GITET Baru
3	Depok III/Rwadenok	2012	IBRD Scatt.	500	18,80	IBT-2
4	Muaratawar	2012	KE Scatt	1.000	22,80	IBT-1 & 2
5	Cibatu	2012	APLN	500	18,80	IBT-4
6	Tambun	2014	Unallocated	1.000	63,00	GITET Baru
7	Bogor X dan HVDC Converter 3000 MW	2016	JICA	1.000	400,00	GITET Baru
8	Ujung Berung	2016	Unallocated	500	18,80	IBT-2
9	Cigereleng	2016	Unallocated	500	43,50	IBT-1
10	Cibatu Baru	2017	Unallocated	1.000	63,00	GITET Baru
11	Tasikmalaya	2018	Unallocated	500	18,80	IBT-2
Jumlah				7.166	735,80	

Selain itu untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru yang tersebar di 53 lokasi dengan kapasitas 5.640 MVA dengan biaya USD 599 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.5.

Tabel C4.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No	Lokasi	Rasio Tegangan kV	Sumber Dana	COD	MVA	Kebutuhan Dana Juta USD
1	Cikarang Lippo	150/20	Unall.	2011	60	10,0
2	Sukatani /Gobel	150/20	APLN_Perc.	2010	60	10,0
3	Tanggeung	70/20	APLN - DIST	2010	30	5,8
4	Kedung Badak II	150/20	ADB B5	2011	120	10,7
5	Ciawi Baru	150/20	APLN_Perc.	2011	120	12,1
6	Dago Pakar	150/20	ADB B4	2011	120	10,7
7	Cikijing	150/20	ADB (IEE)	2011	60	10,0
8	Cikedung	150/20	ADB (IEE)	2011	60	10,0

No	Lokasi	Rasio Tegangan kV	Sumber Dana	COD	MVA	Kebutuhan Dana Juta USD
9	Karang Nunggal	150/20	ADB (IEE)	2011	30	10,0
10	Malangbong Baru	150/20	Unall.	2011	120	11,2
11	Cileungsi II/Jonggol	150/20	Unall.	2012	120	12,0
12	Cimanggis II/K. Kembang	150/20	Unall.	2012	120	12,0
13	Lembursitu Baru	150/20	Unall.	2012	120	12,1
14	Pelabuhan Ratu II	150/20	APLN_Perc.	2012	60	10,4
15	Bandung Timur II	150/20	Unall.	2012	180	13,8
16	Jatiluhur II	150/20	Unall.	2012	120	11,2
17	Kanci	150/20	Unall.	2012	60	10,0
18	Muaratawar	150/20	KE Scatt.	2012	120	10,7
19	Arjawinangun II	150/20	Unall.	2013	120	10,9
20	Cikumpay II/Sadang	150/20	Unall.	2013	120	12,6
21	Majalaya II	150/20	Unall.	2013	120	11,2
22	Subang II	150/20	Unall.	2013	120	11,2
23	Kadipaten II	150/20	Unall.	2013	120	12,6
24	Rengasdengklok II	150/20	Unall.	2013	120	12,6
25	Kuningan II	150/20	Unall.	2013	120	12,6
26	Panasia II	150/20	Unall.	2013	120	10,2
27	Ujung Berung New	150/20	Unall.	2013	60	10,9
28	Babakan II	150/20	Unall.	2013	120	11,2
29	Bekasi II	150/20	Unall.	2014	120	12,6
30	Kracak Baru	150/20	Unall.	2014	120	11,6
31	Bandung Selatan II/Ketapang	150/20	Unall.	2014	120	11,2
32	Tambun II	150/20	Unall.	2014	120	12,6
33	Cibabat III	150/20	Unall.	2014	120	11,2
34	Bunar II	150/20	Unall.	2015	120	12,6
35	Cangkring II	150/20	Unall.	2015	60	10,0
36	Sumedang Baru/Tj.Sari	150/20	Unall.	2015	60	10,0
37	Bogor X 150	150/20	JICA	2016	120	12,6
38	Jababeka II	150/20	Unall.	2016	120	12,6
39	Indramayu II	150/20	Unall.	2016	120	11,2
40	Bengkok II	150/20	Unall.	2016	120	11,2
41	Cianjur II/Rajamandala	150/20	Unall.	2017	120	11,2
42	Padalarang Baru II	150/20	Unall.	2017	120	11,2
43	Lagadar II	150/20	Unall.	2017	120	12,6
44	Fajar Suryawisesa II	150/20	Unall.	2017	120	11,2
45	Cibabat IV/G. Batu	150/20	Unall.	2017	120	11,2
46	Pangandaran II/Cikatomas	150/20	Unall.	2018	60	10,0
47	Cikasungka II	150/20	Unall.	2019	120	11,2
48	Garut II	150/20	Unall.	2019	120	12,6
49	Rancakasumba II/Panyadap	150/20	Unall.	2019	120	11,2
50	Kosambi Baru II	150/20	Unall.	2019	120	12,6
51	Poncol Baru II/Bj.Menteng	150/20	Unall.	2019	120	11,2
52	Parakan II/Jt. Gede	150/20	Unall.	2019	120	12,6
53	Tambun III	150/20	Unall.	2019	120	11,2
Jumlah					5.640	599,1

Selain itu diperlukan juga extension terhadap GI eksisting dengan menambah unit trafo 18.620 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 690 juta.

3.2.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 773 kms dengan kebutuhan dana sekitar 274 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.6.

Tabel C4.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD	Sumber Dana
1	Ujungberung	Inc. (Mdcn-BdsIn)	4xDove	1	2011	0,33	APLN
2	Indramayu PLTU	Cibatu	4xTACSR	270	2014	89,10	JICA
3	Indramayu PLTU	Mandirancan	4xZebra	260	2014	85,80	Unall.
4	Tambun	Cibatu	4xDove	40	2014	13,20	Unall.
5	Tambun	Inc. (Bkasi-Cibinng)	4xDove	2	2014	0,66	Unall.
6	U. Cisokan PLTA	Inc. (Cibng-Sgng)	4xGannet	60	2014	7,20	IBRD
7	Bogor X	Cibinong	4xZebra	40	2016	13,20	JICA
8	Bogor X	Inc (Depok-Tsmya)	4xDove	12	2016	3,96	JICA
9	Bogor X	Inc (Cilegon-Cibng)	4xDove	52	2016	17,16	JICA
10	Cigereleng Baru	Inc (Tasik – Bogor X)	4xDove	8	2016	2,64	Unall.
11	Matenggeng PLTA	Rawalo	4xDove	20	2017	40,00	Unall.
12	Cibatu Baru	Inc (Cbatu-Mtwar)	4xGannet	8	2017	0,79	Unall.
Jumlah				773		274,04	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 3.092 km dengan kebutuhan dana sekitar USD 434.17 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.7.

Tabel C4.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. Kms	COD	Biaya Juta USD
1	Wayang Windu	Sentosa	70	Ostrich	14	2010	1,40
2	PLTU Indramayu	Sukamandi	150	2xTACSR410	98	2010	14,70
3	Padalarang	Bandung Utara	150	2xTACSR 240	26	2010	4,16
4	Sukamandi 150	Kosambi baru	150	2xTACSR410	74	2010	11,10
5	Bogor Baru	Sentul	150	2xZTACIR 320	20	2010	4,00

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD
6	Cibinong	Sentul	150	2xZTACIR 320	18	2010	3,60
7	Tanggeung	Cianjur	70	1xHawk	100	2010	12,00
8	Cianjur	Cigereleng	150	2xDove	138	2010	13,82
9	Patuha	Lagadar	150	2xZebra	70	2010	7,00
10	Sukamandi 150	Pabuaran	150	2xTACSR410	50	2010	7,50
11	Sukatani /Gobel	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150	2xZebra	20	2010	2,00
12	PLTU Kanci	Inc. (Sragi-Brebes)	150	2xTACSR410	44	2010	6,64
13	Jatiluhur	Padalarang	150	1xTACSR520	89	2010	10,68
14	Cikarang Lippo	Inc. (Gdmkr-Cbatul)	150	1xZebra	10	2010	1,20
15	Kedung Badak II	Depok III	150	2xZebra	46	2011	5,52
16	Ciawi Baru	Cibadak Baru II	150	2xZebra	52	2011	6,24
17	Muaratawar	Inc. (Bkasi-Kdsapi)	150	2xTACSR410	40	2011	6,00
18	Bogor baru	Cianjur	150	2xDove	91	2011	9,11
19	Dago Pakar	Bandung Utara	150	2xZebra	2	2011	0,24
20	Braga (GIS)	Cigereleng	150	1xCU800	16	2011	32,00
21	Malangbong II	New Tasikmalaya	150	2xZebra	94	2011	11,28
22	Malangbong	Cikijing	150	2xZebra	80	2011	9,60
23	Cikedung	Inc. (Jtbrg - Hrgls)	150	2xZebra	40	2011	4,80
24	Cikijing	Mandirancan Inc. (Cbbat –	150	2xZebra	60	2011	7,20
25	Cibabat II (GIS)	Cbrem)	150	2xZebra	12	2011	1,44
26	Karang Nunggal	Tasikmalaya New	150	1xHawk	32	2011	2,56
27	D. kolot/Cigleng II	Inc. (Bdsln-Cgrlg)	150	2xZebra	3	2011	0,36
28	Ujung Berung New Bekasi	Rancaekek	150	2xZebra	10	2011	1,20
29	Utara/T.Negara	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150	2xZebra	2	2011	0,24
30	Tambun New	Tambun	150	2xTACSR520	10	2011	1,60
31	Cileungsi II/Jonggol	Cibinong	150	2xZebra	30	2012	3,60
32	Bogor II	Bogor Baru	150	2xZebra	10	2012	1,20
33	Lembursitu Baru Cmnggis	Cianjur	150	2xZebra	64	2012	7,68
34	II/K.Kembang	Inc. (Cmgis-De III)	150	2xZebra	10	2012	1,20
35	Pelabuhan Ratu II	Ubrug 150	150	1xTACSR520	50	2012	6,00
36	Bogor Kota (IPB)	Kedung Badak	150	1xCU1000	10	2012	20,00
37	Arjawinangun	Palimanan	70	1xHawk	10	2012	1,20
38	Cisolok PLTP	Pelabuhan Ratu	150	2xHawk	60	2012	6,00
39	Karaha Bodas PLTP	Garut	150	2xDove	20	2012	2,00
40	Patuha PLTP	Lagadar	150	2xZebra	70	2012	8,40
41	Bandung Timur II	Ujungberung	150	2xZebra	18	2012	2,14
42	Bandung Selatan	Cigereleng	150	2xTACSR 240	26	2012	1,46
43	Kosambi Baru	Bekasi	150	2xTACSR410	118	2012	17,72
44	Jatiluhur II	PLTA Jatiluhur	150	2xZebra	20	2012	2,40
45	Kanci	Inc. (PLTU Kanci)	150	2xTACSR 240	12	2012	2,18
46	Kiaracondong II	Inc. (Bdsln-Ubrng)	150	2xZebra	16	2012	1,92
47	Cibadak Baru II	Inc. (Cbdrn-Jbstn)	150	2xZebra	20	2013	2,40
48	Panasia II	Inc. (Pnsia-Bdslni)	150	2xZebra	10	2013	1,20
49	Arjawinangun II Cikumpay	Inc. (Arjwn-Mdcn)	150	2xZebra	30	2013	3,60
50	II/Sadang	Inc. (Crata-Ckpay)	150	2xZebra	10	2013	1,20

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD
51	Rengasdengklok II	Inc (Ksbru-Bkasi)	150	2xZebra	4	2013	0,48
52	Kadipaten 150	Inc. (Sragi-Ujbrg)	150	2xZebra	20	2013	2,40
53	Majalaya II	Rancakasumba	150	2xZebra	30	2013	3,60
54	Majalaya II	Rancakasumba	150	2xZebra	30	2013	3,60
55	Subang II	Perwakarta	150	2xZebra	30	2013	3,60
56	Kuningan II	Inc. (Ckjing - Mdcan)	150	2xZebra	20	2013	2,40
57	Cibeureum	Cibabat II	150	2xZebra	7	2013	0,84
58	Padalarang	Cibabat	150	2xZebra	18	2013	2,17
59	Tampomas PLTP	Inc. (Rckek-Ckska)	150	2xZebra	35	2013	4,20
60	Ujungberung	Bandung Utara	150	2xZebra	40	2013	4,80
61	Bekasi	Kosambi baru	150	2xTACSR410	86	2013	12,90
62	Babakan II	Inc.(Kanci-Ubrng)	150	2xZebra	28	2013	3,36
63	Depok II (GIS)	Depok III	150	2xZebra	12	2014	1,44
64	Bekasi II	Inc (Bkasi-Ksbru)	150	2xTACSR410	10	2014	1,50
65	Kracak Baru	Kedung Badak	150	2xTACSR410	20	2014	3,00
66	Tambun II B.Selatan	Inc. (Pdklp-Tmbun) Incomer (Cnjur- Bdsln)	150	2xZebra	10	2014	1,20
67	II/Ketapang Tangkuban Perahu PLTP	Bandung Utara	150	2xHawk	10	2014	1,00
68	Cibabat III	Padalarang	150	2xZebra	12	2014	1,44
69	Indramayu New	Indramayu	150	2xZebra	10	2014	1,20
70	Bunar II	Rangkasbitung II	150	2xTACSR410	72	2015	10,80
71	Bunar II	Kracak	150	2xTACSR410	30	2015	4,50
72	Cangkring II	Inc. (Jtbrg-Haurgelis)	150	2xZebra	10	2015	1,20
73	Lembang 150 Kv	Dago/Bandung Utara	150	2xZebra	20	2015	2,40
74	Fajar Wisesa II	Inc. (Ksbru-Bkasi)	150	2xZebra	100	2015	12,00
75	Kiaracondong III Sumedang	Kiaracondong II	150	2xZebra	20	2015	2,40
76	Baru/Jati Sari	Ujungberung	150	2xZebra	10	2015	1,20
77	Bogor baru	Kedung Badak	150	2xTACSR410	10	2016	1,50
78	Bogor X	Inc. (Bunar-Kracak)	150	2xTACSR410	8	2016	1,20
79	Indramayu II	Inc. (Hrgls-Skmdi)	150	2xZebra	10	2016	1,20
80	Jababeka II	Inc (Jbeka-Cbatui)	150	2xZebra	20	2016	2,40
81	Bengkong II	Ujungberung Incomer (Lgdar- Pdrlrg)	150	1xZebra	6	2016	0,72
82	Lagadar II	Padalarang	150	2xZebra	4	2017	0,48
83	Padalarang II	Padalarang	150	2xZebra	18	2017	2,16
84	Pulogadung New Cianjur	Pulogadung	150	2xTACSR520	2	2017	0,32
85	II/Rajamandala	Inc. (Cnjur-Cgrlg) Incomer (Pdrlrg- Bdutr)	150	2xZebra	4	2017	0,48
86	Cibabat IV/G.Batu		150	2xZebra	10	2017	1,20

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD
88	Parakan II/Jt. Gede Pangandaran	Inc (Rckek-Sragi)	150	2xZebra	2	2017	0,24
89	II/Cikatomas	Banjar	150	2xZebra	200	2017	24,00
90	Cikasungka II	Cikasungka	150	2xZebra	12	2018	1,44
91	Tambun III	Inc.(Pncol-Gdria)	150	2xZebra	4	2018	0,48
92	Kosambi Baru II	Inc. (Ksbru – Bkasi)	150	2xZebra	16	2019	1,92
93	Garut II	Inc. (Garut-BdsIn)	150	2xZebra	20	2019	2,40
94	Rancakasumba II/Payadap	Rancakasumba	150	2xZebra	20	2019	2,40
95	Cibatu Baru	Inc. (Ksbru – Bkasi)	150	2xTACSR	20	2019	3,00
96	Poncol Baru						
96	II/Bj.Menteng	Inc. (Tmbun-Pncol)	150	2xZebra	10	2019	1,20
97	Panyadap II	Rancakasumba	150	2xZebra	16	2019	1,92
Jumlah					3.092		434,17

3.3 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 5,7 juta pelanggan atau rata-rata 570.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 20.689 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 38.513 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 2.841 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C4.8 berikut.

Tabel C4.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	1.982	3.402	151	473.773
2011	2.014	3.742	362	528.653
2012	2.087	3.952	244	562.394
2013	2.175	4.175	283	598.291
2014	2.294	4.410	247	636.481
2015	2.446	4.659	315	677.113
2016	2.468	4.651	270	685.886
2017	2.646	4.900	331	727.576
2018	2.019	3.840	328	600.470
2019	558	782	310	209.412
Jumlah	20,688.8	38,513.4	2,841.1	5,700,049

C4.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat adalah USD 18,7 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C4.9.

Tabel C4.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ²
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	USD Juta
2010	32.083	35.319	5.093	1,220	950	697	1,771
2011	34.933	38.351	5.535	1,994	4776	591	3,065
2012	38.194	41.819	6.038	325	3660	632	1,112
2013	41.756	45.702	6.602	655	2100	418	1,438
2014	45.646	49.942	7.217	2,762	2020	730	4,215
2015	49.893	54.570	7.889	30	440	262	365
2016	54.313	59.383	8.587	1,730	4290	130	3,124
2017	59.120	64.616	9.347	55	1800	256	580
2018	64.349	70.314	10.175	760	1350	16	945
2019	70.035	76.528	11.077	1,230	2490	102	2,128
Jumlah				10.761	23.876	3.835	18.742

² Termasuk investasi pengembangan distribusi sekitar USD 1,9 miliar.

LAMPIRAN C.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA TENGAH

C5.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah saat ini sekitar 3.000 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di grid 150 kV dan dari GITET 500 kV dengan kapasitas hingga 4.000 MW. Sekitar 1.000 MW merupakan cadangan sistem kelistrikan Jawa Bali.

Pembangkit listrik yang berada di grid 150 kV di Jawa Tengah adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng dan PLTA Mrica dll dengan total terpasang 3.674,6 MW.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 2 GITET, yaitu Ungaran dan Pedan, dengan kapasitas 2.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar C5.1.



Gambar C5.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Tengah Saat Ini

Kelistrikan Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 sub-sistem yaitu:

1. GITET Ungaran dan PLTGU/PLTU Tambak Lorok memasok Kota Semarang, Kab. Salatiga, Kab. Demak, Kab. Jepara, Kab. Rembang, Kota Salatiga, Kab. Blora, Kab. Pati, Kab. Batang, Kab. Pemalang, Kab. Pekalongan, Kab. Brebes, Kab. Kendal dan Kota Tegal.
2. GITET Pedan memasok Kota Surakarta, Kab. Wonosobo, Kab. Wonogiri, Kab. Tumenggung, Kab. Magelang, Kab. Klaten, Kab. Wonosobo, Kab. Sragen dan DIY.
3. PLTU Cilacap memasok Kab. Cilacap, Kab. Banyumas, Kab. Purworejo, Kab. Purbalingga dan Kab. Kebumen.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel C5.1.

Tabel C5.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	Jelok	PLTA	PLTA	Indonesia Power	20,5
2	Timo	PLTA	PLTA	Indonesia Power	12,0
3	Ketenger	PLTA	PLTA	Indonesia Power	8,0
4	Gerung	PLTA	PLTA	Indonesia Power	26,4
5	Wonogiri	PLTA	PLTA	Indonesia Power	12,4
6	Sempor	PLTA	PLTA	Indonesia Power	1,0
7	Mrica	PLTA	PLTA	Indonesia Power	180,9
8	Wadas Lintang	PLTA	PLTA	Indonesia Power	18,0
9	Kedung Ombo	PLTA	PLTA	Indonesia Power	22,5
10	Lambu	PLTA	PLTA	Indonesia Power	1,2
11	Pengkol	PLTA	PLTA	Indonesia Power	1,4
12	Selorejo	PLTA	PLTA	Indonesia Power	1,4
13	Tambak Lorok 1-2	PLTU	MFO	Indonesia Power	100,0
14	Tambak Lorok 3	PLTU	MFO	Indonesia Power	200,0
15	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600,0
16	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	IPP	1.320,0
17	Cilacap	PLTG	HSD	Indonesia Power	55,0
18	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	HSD	Indonesia Power	517,0
19	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	HSD	Indonesia Power	517,0
20	Dieng	PLTP	PLTP	Swasta	60,0
Jumlah					3.674,6

C5.2. Kondisi Saat Ini

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast diperlihatkan pada tabel C5.2.

Tabel C5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	16.282	17.418	2.945	7.422.582
2011	17.617	18.794	3.338	7.716.342
2012	19.068	20.285	3.610	8.022.695
2013	20.643	21.949	3.915	8.342.322
2014	22.354	23.756	4.246	8.675.956
2015	24.214	25.719	4.607	9.024.395
2016	26.132	27.741	4.980	9.371.990
2017	28.209	29.930	5.384	9.734.945
2018	30.457	32.298	5.823	10.114.222
2019	32.892	34.862	6.298	10.510.883
Growth (%)	8,1	8,0	8,7	3,9

C5.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.1 Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 8.215 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C5.3 berikut.

Tabel C5.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Pemilik	Status	Sumber Dana
1	PLTU	Rembang	630	2010	PLN	On Going	Perpres
2	PLTU	Cilacap Baru/Adipala	660	2014	PLN	On Going	Perpres
3	PS	Matenggeng PS	443	2017	PLN	Plan	Plan
4	PS	Matenggeng PS	443	2018	PLN	Plan	Plan
5	PLTU	Jawa Tengah Baru	2.000	2019	PLN	Plan	Plan
6	PLTU	Tanjung Jati B Exp	1.320	2012	Swasta	On Going	IPP
7	PLTP	Dieng	55	2013	Swasta	Plan	IPP
8	PLTP	Ungaran	55	2014	Swasta	Plan	IPP
9	PLTU	Jawa Tengah (Infrastruktur)	1.000	2014	Swasta	Plan	IPP
10	PLTP	Ungaran	30	2015	Swasta	Plan	IPP
11	PLTP	Baturaden	220	2015	Swasta	Plan	IPP
12	PLTP	Guci	55	2015	Swasta	Plan	IPP
13	PLTU	Jawa Tengah (Infrastruktur)	1.000	2015	Swasta	Plan	IPP
14	PLTP	Ungaran	55	2016	Swasta	Plan	IPP
15	PLTP	Ungaran	55	2017	Swasta	Plan	IPP
16	PLTP	Guci	55	2017	Swasta	Plan	IPP
17	PLTP	Dieng	55	2018	Swasta	Plan	IPP
18	PLTP	Mangunan	30	2019	Swasta	Plan	IPP
19	PLTP	Dieng	55	2019	Swasta	Plan	IPP
	Jumlah		8.215				

Selain itu terdapat beberapa rencana PLTMH yang proses pengadaannya dilakukan oleh PT PLN Distribusi Jawa Tengah dan DIY dan langsung terhubung pada jaringan 20 kV, yaitu:

1. PLTMH Sigebang (Banjarnegara), 500 kW, COD 2011
2. PLTMH Rakit (Banjarnegara), 500 kW, COD 2011
3. PLTMH Kincang (Banjarnegara), 500+320 kW, COD 2011
4. PLTMH Singgi (Banjarnegara), 200 kW, COD 2011
5. PLTMH Merden (Kebumen), 2x200 kW, COD 2011

3.2 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.2.1 Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 7 lokasi dengan kapasitas sekitar 4.666 MVA seperti pada Tabel C5.4.

Tabel C5.4. Rencana Pengembangan GITET

No	Lokasi	COD	Sumber Dana	Kapasitas MVA	Biaya Juta USD	Keterangan
1	Pedan	2011	APLN	166	5,50	Spare
2	PLTU T.Jati B	2012	IPP	1.000	37,60	IBT-1&2
3	Pedan	2012	IBRD Scatt.	500	18,80	IBT-3
4	Pemalang	2013	Unallocated	1.000	73,50	GITET Baru
5	Kesugihan	2014	Unallocated	500	47,00	GITET Baru
6	Rawalo	2015	Unallocated	500	18,80	IBT-2
7	Bantul	2015	Unallocated	1.000	63,00	GITET Baru
Jumlah				4.666	264	

Untuk meningkatkan keandalan direncanakan untuk menyediakan 1 buah trafo satu fasa yang akan ditempatkan di GITET Pedan dengan kapasitas 166 MVA.

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GIS/GI 150 kV baru tersebar di 13 lokasi dengan kapasitas 1.080 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel C5.5.

Tabel C5.5. Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Biaya juta USD
1	Kebasen II/Balapulang	Unallocated	2011	60	10,92
2	Gondangrejo/Palur II	Unallocated	2011	120	12,00
3	Tanjung Jati	Unallocated	2011	60	10,02
4	Pracimantoro/Nguntoronadi	APLN_Perc.	2012	60	13,82
5	Rawalo New	APLN_Perc.	2013	60	10,42
6	Pekalongan II/Kajen	Unallocated	2013	120	12,62
7	Bantul II/Piyungan	Unallocated	2016	120	12,62
8	Kudus II	Unallocated	2016	60	10,42
9	Tambaklorok II GIS	Unallocated	2017	60	16,20
10	Pandeanlamper II GIS	Unallocated	2017	60	16,20
11	Kalibakal II	Unallocated	2018	120	12,62
12	Sanggrahan II/Rajeg	Unallocated	2018	120	12,62
13	Pati II	Unallocated	2019	60	10,92
Jumlah				1,080	161,40

Selain itu diperlukan extension terhadap GI eksisting dengan menambah unit trafo 6.046 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 217 juta.

3.2.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 798 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 263 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C5.6.

Tabel C5.6. Rencana Pengembangan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panjang kms	COD	Biaya juta USD	Sumber Dana
1	Tanjung Jati	Inc. (Ungar-Pedan)	4xZebra	260	2012	85,80	Unallocated
2	Rwalo/Ksghan	Inc (Pedan-Tasik)	4xGannet	8	2013	2,64	APLN Perc.
3	Pemalang	Inc. (Ungar-Mdcan)	4xGannet	2	2013	0,66	Unallocated
4	Cilacap PLTU	Rawalo	4xZebra	60	2013	19,80	APLN Perc.
5	Jateng PLTU	Pemalang	4xGannet	60	2014	19,80	IPP
6	Mandirancan	Tx (Ungar-Pedan)	4xZebra	400	2014	132,00	Unallocated
7	Bantul	Inc. (Rwalo-Pedan)	4xGannet	8	2015	2,64	Unallocated
Jumlah				798		263,34	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.391 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 190 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C5.7.

Tabel C5.7 Rencana Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya juta USD
1	Wonogiri	Wonosari	2xTACSR410	63	2010	9,45
2	Pati	Rembang	2xTACSR410	66	2010	9,90
3	Palur	Solo Baru	2xTACSR410	23	2010	3,48
4	Blora	Rembang	2xTACSR410	58	2010	8,73
5	Jekulo	Kudus	2xTACSR410	22	2010	3,36
6	Jekulo	Pati	2xTACSR410	33	2010	4,99
7	Cilacap PLTU	Rawalo	2xTACSR 240	44	2010	7,92
8	Temanggung	Wonosobo	1xTHawk	22	2010	2,64
9	Kudus	Purwodadi	2xHawk	63	2010	6,29
10	Purwodadi	Ungaran	2x2xHawk	49	2010	4,89
11	Kebasen II/B. Pulang	Inc. (Kbsen-Bmayu)	2xZebra	2	2011	0,24
12	Tanjung jati	Sayung	2xTACSR520	120	2011	19,20
13	Wonosobo	Secang	2xTACSR 240	96	2011	7,30
14	Bumiayu	Kebasen	2xHawk	87	2011	8,65
15	Bumiayu	Kalibakal	2xHawk	72	2011	7,21
16	Pekalongan	Batang	2xZebra	33	2012	3,94
17	Muntoronadi	Inc.(Pctan-Wngri)	2xTACSR410	10	2012	1,50
18	Kebasen	Pemalang	2xZebra	57	2012	6,78
19	Batang	Wleri	1xTHawk	62	2012	7,44
20	Pemalang New	(inc Btang-Wleri)	2xZebra	40	2013	4,80
21	Pekalongan II/Kajen	Inc. (Pklon-Pmlang)	2xZebra	20	2013	2,40
22	Pemalang	Pekalongan	2xHawk	61	2013	6,14
23	Pemalang New	Pemalang	2xZebra	16	2013	1,92
24	Ungaran PLTP	Ungaran	2xDove	40	2014	4,00
25	Rawalo	Gombong	2xZebra	86	2014	10,32
26	Rawalo	Rawalo Old	2xTACSR410	10	2014	1,56
27	Jepara II	Jepara	2xZebra	10	2015	1,20
28	Bantul New	Bantul	2xZebra	16	2015	1,92
29	Kudus II	Inc. (Kudus-Jekulo)	2xZebra	20	2016	2,40
30	Bantul II/Piungan	Inc.(Bantul-Wonosari)	2xZebra	10	2016	1,20
31	Tambaklorok II	Tambaklorok	2xZebra	20	2017	2,40
32	Pati II	Pati	2xZebra	20	2017	2,40
33	Pandeanlamper II	Pandeanlamper	1xCU1000	10	2017	20,00
34	Kalibakal II	Inc.(Klbkl-Bmayu)	2xZebra	20	2018	2,40
35	Sanggrahan II/Rajeg	Inc.(Sgrahan-Medari)	2xTACSR410	10	2018	1,50
Jumlah				1.391		190,48

3.3 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3 (tiga) juta pelanggan atau rata-rata 300.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 15.647 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 27.889 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 2.742 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C5.8 berikut.

Tabel C5.8 Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pelanggan
	kms	kms	MVA	
2010	1,052.5	1,630.1	160.2	239,266
2011	1,860.3	3,074.8	302.3	261,158
2012	1,257.5	2,126.0	209.0	272,355
2013	1,396.0	2,387.9	234.7	284,155
2014	1,426.0	2,598.2	255.4	296,608
2015	1,694.4	2,827.4	277.9	309,770
2016	1,703.9	2,920.6	287.1	309,020
2017	1,731.5	3,166.8	311.3	322,675
2018	1,736.2	3,433.7	337.5	337,186
2019	1,788.7	3,723.5	366.0	352,641
2010-2019	15,647.1	27,889.2	2,741.6	2,984,833

C5.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah adalah USD 12,9 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C5.9.

Tabel C5.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ³ Juta USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	16.282	17.418	2.945	630	360	421	285
2011	17.617	18.794	3.338		2272	376	1,984
2012	19.068	20.285	3.610	1.320	2260	421	265
2013	20.643	21.949	3.915	55	600	137	2,709
2014	22.354	23.756	4.246	1.715	1950	666	2,232
2015	24.214	25.719	4.607	1.305	1040	34	279
2016	26.132	27.741	4.980	55	800	30	725
2017	28.209	29.930	5.384	553	480	50	565
2018	30.457	32.298	5.823	498	600	30	2,956
2019	32.892	34.862	6.298	2.085	930		951
Jumlah				8.215	11.292	2.156	12.950

³ Termasuk investasi pengembangan distribusi sebesar USD 944 juta.

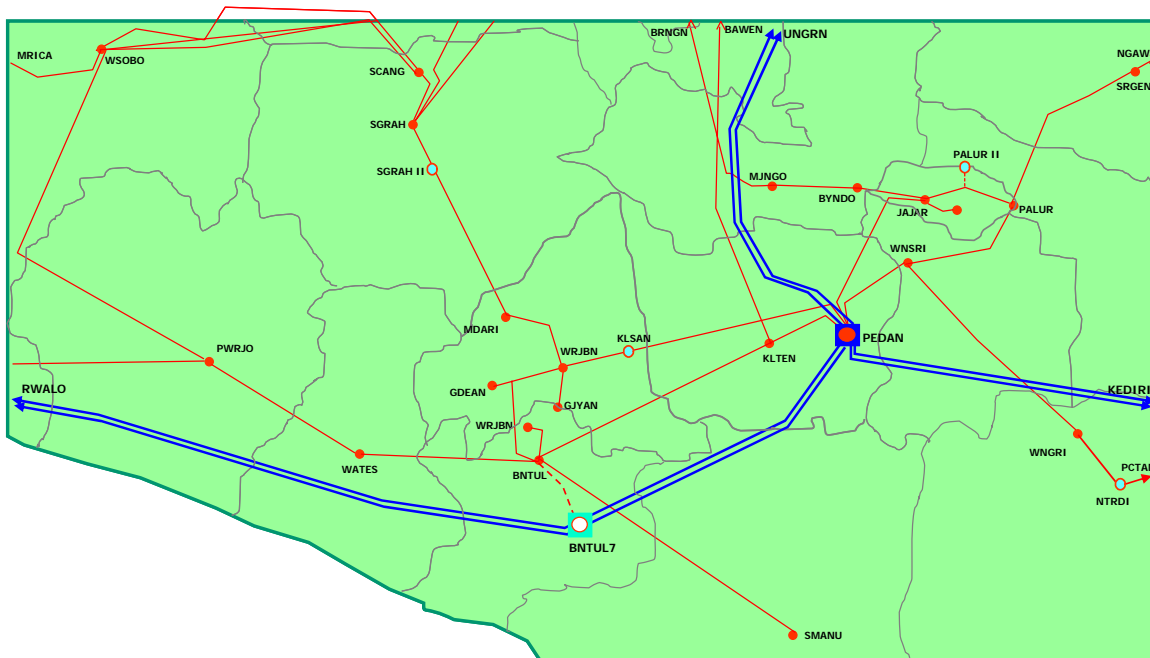
LAMPIRAN C.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

C6.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DIY saat ini sekitar 300 MW, seluruhnya dipasok dari subsistem Pedan di provinsi Jawa Tengah.

Peta sistem kelistrikan DIY Jakarta ditunjukkan pada Gambar C6.1.



Gambar C6.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi DIY Saat Ini

C6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast diperlihatkan pada tabel C6.1.

Tabel C6.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	1.814	1.957	300	829.098
2011	1.973	2.113	415	865.050
2012	2.145	2.282	448	903.014
2013	2.333	2.481	488	943.166
2014	2.539	2.698	530	985.705
2015	2.763	2.935	577	1.030.848
2016	2.996	3.180	626	1.077.062
2017	3.249	3.447	679	1.126.282
2018	3.524	3.737	737	1.178.825
2019	3.823	4.052	799	1.235.055
Growth (%)	8,6	8,3	11,1	4,5

C6.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.1 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.1.1 Pengembangan Gardu Induk

Untuk memperkuat pasokan dari grid 500 kV pada tahun 2015 akan dibangun GITET Bantul 1x500 MVA dan untuk melayani tambahan konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru di beberapa lokasi seperti dalam Tabel C6.2.

Tabel C6.2 Pengembangan GI 150/20 kV

No	Lokasi	Rasio (kV)	Kapasitas (MVA)	COD	Biaya (Juta USD)	Sumber Dana	Keterangan
1	Bantul	150/20	60	2011	2,2	APLN	Ext. Trf-3
2	Kentungan	150/20	60	2011	2,2	IBRD	Uprate 30
3	Wonosari	150/20	60	2013	2,2	APLN	Ext. Trf-4
4	Wates	150/20	60	2013	2,2	Unallocated	Uprate 16
5	Bantul 150 kV	150/20	120	2015	14,1	Unallocated	GI Baru
6	Wirobrajan	150/20	60	2015	2,2	Unallocated	Ext.Trf-2
7	Kentungan II/Kalasan	150/20	120	2015	12,7	Unallocated	GI Baru
8	Pudak Payung (GIS)	150/20	60	2016	2,2	Unallocated	Ext . Trf-2
9	Bantul 500 kV	500/150	500	2015	47,0	Unallocated	GITET Baru
10	Bantul	500/150	500	2017	18,8	Unallocated	IBT-2
11	Kentungan	150/20	60	2017	2,2	Unallocated	Ext. Trf-3
12	Kentungan II/Kalasan	150/20	60	2017	2,2	Unallocated	Ext. Trf-3
13	Wonosari	150/20	60	2017	2,2	Unallocated	Uprate 20
14	Bantul 150 kV	150/20	60	2018	2,2	Unallocated	Ext. Trf-3
15	Kentungan II/Kalasan	150/20	60	2019	2,2	Unallocated	Ext. Trf-4
	Jumlah		1.900		116,8		

3.1.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 20 kms dengan kebutuhan dana sekitar USD 2,70 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C6.3.

Tabel C6.3 Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	COD	Sumber Dana	Panj. kms	Biaya juta USD
1	Palur II	Inc.(Palur-Jajar)	2xZebra	2011	APLN	10	1,20
2	Kentungan	Inc.(Pedan-Ktungan)	2xTACSR410	2015	Unall.	10	1,50
Jumlah						20	2,70

3.2 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 372.000 pelanggan atau rata-rata 37.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.952 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.994 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 393 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C6.4 berikut.

Tabel C6.4 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	131	233	23	29.868
2011	232	440	43	32.601
2012	157	304	30	33.999
2013	174	342	34	35.472
2014	178	372	37	37.026
2015	211	405	40	38.669
2016	213	418	41	38.575
2017	216	453	45	40.280
2018	217	492	48	42.092
2019	223	533	52	44.021
Jumlah	1.952	3.994	393	372.602

C6.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi DIY adalah USD 154 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C6.5.

Tabel C6.5 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ⁴ M USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	1.814	1.957	300				8
2011	1.973	2.113	415		120	10	16
2012	2.145	2.282	448				9
2013	2.333	2.481	488		120		15
2014	2.539	2.698	530				11
2015	2.763	2.935	577		800	10	29
2016	2.996	3.180	626		60		15
2017	3.249	3.447	679		680		20
2018	3.524	3.737	737		60		16
2019	3.823	4.052	799		60		16
Jumlah					1.900	20	154

⁴ Termasuk biaya investasi pengembangan distribusi sebesar USD 117 juta.

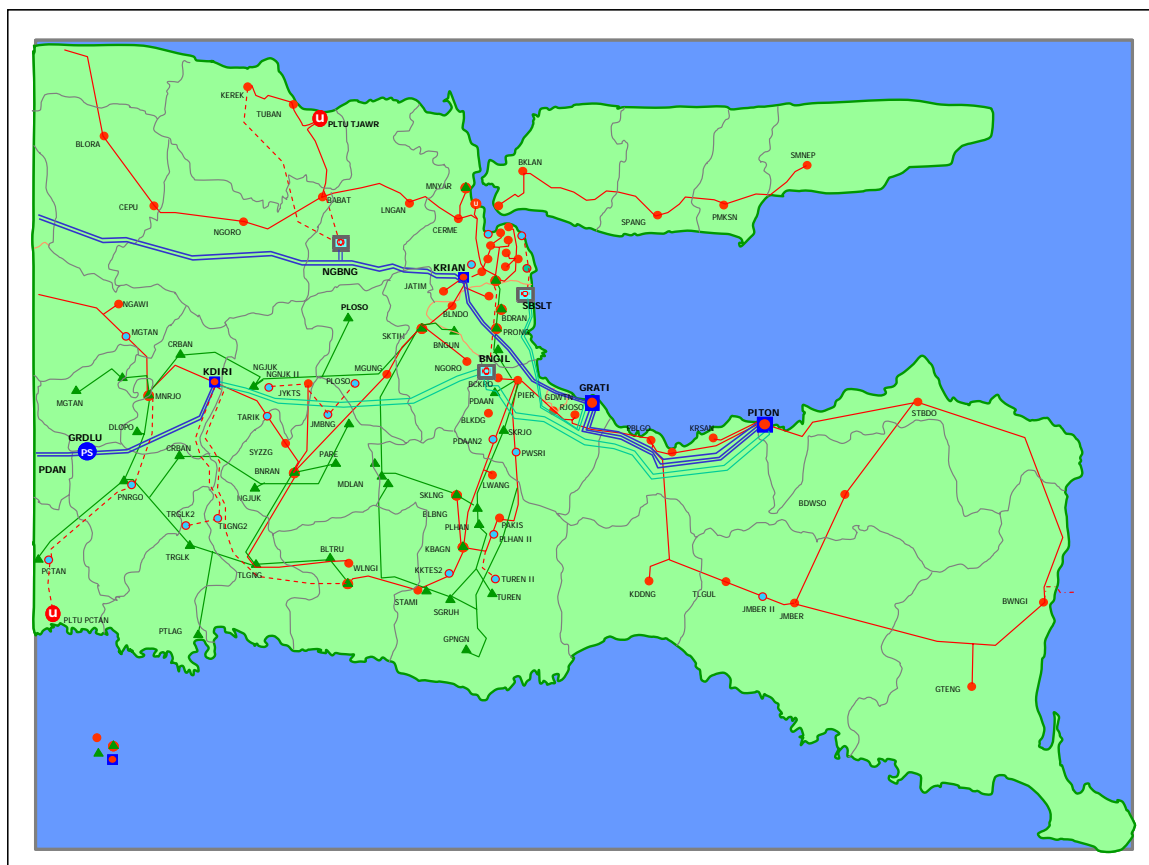
LAMPIRAN C.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAWA TIMUR

C7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur saat ini sekitar 3.800 MW. Beban dipasok dari grid 500 kV dan pembangkit yang berada di grid 150 kV dengan kapasitas 5.200 MW. Sekitar 1.400 MW memasok Bali (200 MW) dan Jawa Tengah.

Pembangkit listrik yang berada di grid 150 kV di Jawa Timur adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTG Grati, dan PLTA tersebar (Sutami, Tulung Agung, dll) dengan kapasitas terpasang 2.000 MW. Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 5 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri dan Paiton, dengan kapasitas 4.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar C7.1.



Gambar C7.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Timur Saat Ini

Kelistrikan Provinsi Jawa Timur terdiri atas 5 sub-sistem yaitu :

- ❑ GITET Krian memasok Kota Surabaya dan Kab. Sidoarjo

- ❑ GITET Gresik dan PLTGU/PLTU Gresik memasok Kab. Gresik, Kab. Tuban, Kab. Magetan, Kab. Lamongan, Kab. Pemekasan, Kab. Sumenep, Kab. Sampang dan Kab. Bangkalan.
- ❑ GITET Grati dan PLTG Grati memasok Kab. Pasuruan, Kab. Probolinggo, Kota Malang dan Kab. Batu.
- ❑ GITET Kediri dan PLTA tersebar memasok kota Kediri, kota Madiun, kota Mojokerto, Kab. Ponorogo, Kab. Mojokerto dan Kab. Pacitan.
- ❑ GITET Paiton memasok Kab. Banyuwangi, Kab. Jember, Kab. Jombang, Kab. Situbondo dan Kab. Bondowoso.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel C7.1.

Tabel C7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW
1	Karang Kates	PLTA	PLTA	PJB	105,0
2	Wlingi	PLTA	PLTA	PJB	54,0
3	Ledoyo	PLTA	PLTA	PJB	4,5
4	Selorejo	PLTA	PLTA	PJB	4,5
5	Sengguruh	PLTA	PLTA	PJB	29,0
6	Tulung Agung	PLTA	PLTA	PJB	36,0
7	Mendalan	PLTA	PLTA	PJB	23,0
8	Siman	PLTA	PLTA	PJB	10,8
9	Madiun	PLTA	PLTA	PJB	8,1
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800,0
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1.230,0
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1.220,0
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas Alam	PJB	200,0
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas Alam	PJB	400,0
15	Perak	PLTU	MFO	Indo, Power	100,0
16	Gresik	PLTG	Gas Alam	PJB	61,6
17	Gilitimur	PLTG	HSD	PJB	40,2
18	Grati Blok 1	PLTGU	HSD	Indo. Power	461,8
19	Grati Blok 2	PLTG	HSD	Indo. Power	302,3
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas Alam	PJB	526,3
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas Alam	PJB	526,3
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas Alam	PJB	526,3
Jumlah					6.669,5

C7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan model demand forecast diperlihatkan pada tabel C7.2.

Tabel C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	23.225	24.888	3.840	7.462.890
2011	25.204	26.997	4.159	7.846.974
2012	27.606	29.557	4.548	8.251.004
2013	30.314	32.442	4.978	8.676.028
2014	33.289	35.611	5.455	9.123.151
2015	36.557	39.091	5.974	9.593.536
2016	40.163	42.928	6.555	10.065.537
2017	44.100	47.115	7.184	10.560.993
2018	48.340	51.624	7.866	11.081.086
2019	52.806	56.369	8.581	11.627.056
Growth (%)	9,3	9,3	9,1	5,0

C7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

3.1 Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2019, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 7.264 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C7.3 berikut.

Tabel C7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	PLN	PLTU	Paiton	660	2010	On Going	Perpres
2	PLN	PLTU	Pacitan	630	2011	On Going	Perpres
3	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	700	2013	On Going	Perpres
4	PLN	PLTA	Kalikonto	62	2016	Plan	Plan
5	PLN	PLTA	Kesamben	37	2017	Plan	Plan
6	PLN	PLTGU	Tuban/Cepu	1.500	2018	Plan	Plan
7	PLN	PS	Grindulu PS	500	2018	Plan	Plan
8	PLN	PLTG	Grati	800	2019	Plan	Plan
9	PLN	PS	Grindulu PS	500	2019	Plan	Plan
10	Swasta	PLTU	Paiton 3-4 Exp	815	2012	On Going	IPP
11	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel	55	2013	Plan	IPP
12	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	55	2014	Plan	IPP
13	Swasta	PLTP	Ijen	110	2014	Plan	IPP
14	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel	110	2014	Plan	IPP
15	Swasta	PLTU	Madura (2x200 MW)	400	2014	Plan	IPP
16	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	110	2016	Plan	IPP
17	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro	110	2017	Plan	IPP
18	Swasta	PLTP	Arjuno	55	2018	Plan	IPP
19	Swasta	PLTP	Arjuno	55	2019	Plan	IPP
	Jumlah			7.264			

3.2 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

3.2.1 Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 13 lokasi dengan kapasitas sekitar 6.832 MVA dengan biaya USD 304 juta seperti pada Tabel C7.4.

Tabel C7.4 Rencana Pengembangan GITET

No.	Lokasi	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Biaya Juta USD	Keterangan
1	Ngimbang	KE-III	2010	500	40,00	GITET Baru
2	Kediri	IBRD	2010	500	18,80	IBT-2
3	Krian	Unallocated	2011	166	5,50	Spare
4	Grati	Unallocated	2011	166	5,50	Spare
5	Paiton	APLN	2011	500	18,80	IBT-3
6	Ngimbang	Unallocated	2012	500	18,80	IBT-2
7	Surabaya Selatan	Unallocated	2012	1.000	40,00	GITET Baru
8	Krian	IBRD Scatt.	2012	500	18,80	IBT-3
9	Bangil	Unallocated	2015	1.000	63,00	GITET Baru
10	Surabaya Selatan	Unallocated	2015	500	18,80	IBT-3
11	Kediri	Unallocated	2016	500	18,80	IBT-3
12	Bangil	Unallocated	2019	500	18,80	IBT-3
13	Surabaya Selatan	Unallocated	2019	500	18,80	IBT-4
Jumlah				6.832	304,40	

Untuk meningkatkan keandalan direncanakan untuk menyediakan 1 buah trafo satu fasa 166 MVA yang ditempatkan di GITET Krian dan Grati.

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GIS/GI 150 kV baru tersebar di 32 lokasi dengan kapasitas 2.520 MVA dengan biaya USD 303.76 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.5.

Tabel C7.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Lokasi	Teg. kV	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Biaya Juta USD
1	Paciran/Brondong	150/20	Unallocated	2011	60	10,02
2	Ngimbang New	150/20	KE-III Lot 3 A06	2011	60	10,42
3	Bringkang/Bambe	150/20	ADB (IEE)	2012	60	10,02
4	Kebonagung New	150/20	Unallocated	2012	60	10,00
5	Buduran II/Sedati	150/20	Unallocated	2012	120	12,62
6	Purwosari/Sukorejo II	150/20	Unallocated	2012	60	10,92
7	Ponorogo II	150/20	APLN_Perc.	2012	120	11,22
8	Sidoarjo/Porong	150/20	APLN_Perc.	2012	60	10,02
9	Tulungagung II	150/20	APLN_Perc.	2012	60	10,02
10	Wlingi II	150/20	KE-III Lot 10	2012	60	10,42
11	Pacitan 150 kV	150/20	Percepatan	2012	60	10,42
12	Simogunung (GIS)	150/20	ADB (IEE)	2013	120	17,40
13	Kalisari	150/20	KE-III Lot 10	2013	60	10,02
14	Pandaan II	150/20	Unallocated	2013	120	11,22
15	Gembong	150/20	APLN_Perc.	2014	120	10,22

No.	Lokasi	Teg. kV	Sumber Dana	COD	Kapasitas MVA	Biaya Juta USD
16	Bangil New	150/20	Unallocated	2014	60	10,00
17	Tandes II/Sambi Kerep	150/20	ADB (IEE)	2015	120	12,12
18	Blimbing II (GIS)	150/20	Unallocated	2015	120	17,40
19	Kedinding	150/20	Unallocated	2015	120	10,72
20	Jombang	150/20	Unallocated	2016	120	10,22
21	Polehan II	150/20	Unallocated	2017	120	11,62
22	Turen II	150/20	Unallocated	2017	120	10,72
23	Nganjuk 150 kV	150/20	Unallocated	2019	60	10,42
24	Magetan 150 kV	150/20	Unallocated	2019	120	10,72
25	Ploso 150 kV	150/20	Unallocated	2019	120	11,62
26	Jember II/Rambi Puji	150/20	Unallocated	2019	120	11,62
27	Tarik 150 kV	150/20	Unallocated	2019	120	11,62
Jumlah					2.520	303,76

Selain itu, diperlukan juga extension terhadap GI eksisting dengan menambah unit trafo 7.270 MVA dengan kebutuhan dana sekitar USD 246 juta.

3.2.2 Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 307 kms dengan kebutuhan dana sekitar 176 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.6.

Tabel C7.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Jenis Konduktor	Sumber Dana	COD	Panj. Kmr	Biaya juta USD
1	Paiton New	Paiton Old	4xGannet	APLN_Perc.	2010	3	0,92
3	Ngimbang	Inc. (Krian-Ungar)	4xGannet	APLN	2010	1	0,33
2	Paiton	Grati	4xGannet	Unallocated	2012	88	47,90
4	Sby Selatan	Grati	4xGannet	KE	2012	73	40,70
5	Bangil	Inc. (Piton-Kediri)	4xGannet	Unallocated	2014	2	2,64
6	Paiton	Banyuwangi	4xDove	ADB	2015	120	80,00
7	Grindulu PLTA	Kediri	4xGannet	Unallocated	2018	20	3,94
Jumlah						307	176,43

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.871 km dengan kebutuhan dana sekitar USD 289 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C7.7.

Tabel C7.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD
1	Probolinggo	Gondangwetan	150	2xZebra	68	2010	6,77
2	Grati	Gondangwetan	150	2xTACSR410	37	2010	5,55
3	Banaran	Suryazigzag	150	1xTACSR 330	25	2010	3,00
4	Babat	Tuban	150	2xTACSR410	60	2010	9,00
5	Ponorogo II	Manisrejo	150	2xTACSR410	59	2010	8,85
6	Kraksaan	Probolinggo	150	1xTACSR 330	60	2010	7,26
7	Perak	Ujung	150	1xDove	10	2010	0,80
8	Ngimbang New	Mliwang	150	2xZebra	150	2010	18,00
9	Ngimbang New	Babat	150	2xZebra	40	2010	4,80
10	Banyuwangi	Ketapang	150	1xTACSR 330	7	2011	0,84
11	Paciran/Brondong	Lamongan	150	1xZebra	44	2011	5,28
12	Kabel Jawa Madura	Suramadu	150	1xCU800	6	2011	12,00
13	T. Awar-awar PLTU	Babat	150	2xTACSR410	36	2011	5,40
14	Manyar	Maspion Stell	70	Tacsr 330	1	2012	0,21
15	Banaran	Manisrejo	150	1xTACSR 330	142	2012	17,00
16	Cerme	Inc. (Sgmdu-Lmngan)	150	2xACSR 340	2	2012	0,20
17	Krian	Driyorejo	150	1xTACSR 330	11	2012	1,27
18	Sidoarjo	Inc. (Bdran-Bngil)	150	1xTACSR 330	24	2012	2,88
19	Buduran II/Sedati	Inc.(Bngil-Waru)	150	2xZebra	3	2012	0,30
20	Bringkang/Bambe	Karangpilang	150	2xZebra	10	2012	1,20
21	Pacitan 150 kV	Ponorogo II	150	2xTACSR410	59	2012	8,85
22	Pacitan 150 kV	PLTU Pacitan	150	2xTACSR410	124	2012	18,67
23	Wlingi II	Kediri	150	2xZebra	67	2012	8,09
24	Kalisari	Surabaya Selatan	150	2xZebra	12	2012	1,44
25	Tulung Agung II	Kediri	150	2xZebra	80	2012	9,60
26	Tandes New	Tandes	150	2xZebra	10	2012	1,20
27	Kediri New	Kediri Baru	150	2xZebra	10	2012	1,20
28	Waru/Buduran	Bangil/Porong	150	1xTACSR 330	66	2013	7,92
29	Purwosari/Sukorejo II	Inc. (Pier-Pakis)	150	2xZebra	10	2013	1,20
30	Simogunung/Gsari	Inc.(Swan-Waru)	150	2xZebra	10	2013	1,20
31	Pandaan II	Inc. (Bangil-Lawang)	150	2xZebra	20	2013	2,40
32	Kebonagung New	Kebonagung	150	2xZebra	30	2013	3,60
33	Ciledug II/Alam sutra	Inc.(Cldug-Cikupa)	150	4xZebra	2	2014	0,44
34	Willis/Ngebel PLTP	Pacitan II	150	2xHawk	60	2014	6,00
35	Ijen PLTP	Banyuwangi	150	2xHawk	60	2014	6,00
36	Blimbing II (GIS)	Pakis	150	2xZebra	17	2015	2,04
37	Sambi Kerep/Tandes II	Inc.(Waru-Gresik)	150	1xCU1000	4	2015	8,00
38	Trenggalek II	Tulungagung II	150	2xZebra	20	2015	2,40
39	Kedinding	Kalisari	150	2xZebra	40	2015	4,80
40	Karangkates II	Inc. (Kbagn-Stami)	150	2xZebra	30	2015	3,60
41	Bangil New	Bangil	150	2xTACSR520	40	2015	6,40
42	Jombang	Jayakertas	150	2xZebra	35	2016	4,20
43	I. Argopuro PLTP	Probolinggo	150	2xDove	30	2014	3,00
44	Darmo Grand II	Tandes	150	2xZebra	20	2016	2,40
45	Polehan II	Inc. (Kbagn-Pakis)	150	2xZebra	20	2017	2,40
46	Turen II	Inc. (Kbagn-Pakis)	150	2xZebra	10	2017	1,20
47	Jember II/Rambi Puji	Inc. (Tanggul-Jember)	150	2xZebra	20	2019	2,40
48	Ploso 150 kV	New Jombang	150	2xZebra	20	2019	2,40
49	Magetan 150 kV	Inc. (Ngawi-Palur)	150	2xZebra	20	2019	2,40

No.	Dari	Ke	Teg. kV	Jenis Konduktor	Panj. kms	COD	Biaya Juta USD
50	Nganjuk II	Jayakertas	150	2xZebra	10	2019	1,20
51	Tarik 150 kV	Inc. (Mnrjo-Bnran)	150	2xZebra	20	2019	2,40
Jumlah					1,871		289,26

3.3 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 4.5 juta pelanggan atau rata-rata 450.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 20.374 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 24.965 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 7.276 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C7.8 berikut.

Tabel C7.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	1.769	2.167	632	346.969
2011	1.624	1.990	580	384.083
2012	1.732	2.123	619	404.029
2013	1.847	2.263	660	425.023
2014	1.968	2.412	703	447.122
2015	2.097	2.569	749	470.384
2016	2.130	2.609	761	472.000
2017	2.261	2.770	807	495.455
2018	2.400	2.940	857	520.091
2019	2.547	3.121	910	545.969
Jumlah	20.374	24.965	7.276	4.511.124

C7.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur adalah USD 10,6 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel C7.9.

Tabel C7.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ⁵ Juta USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	23.225	24.888	3.840	660	1960	488	1,115
2011	25.204	26.997	4.159	630	1152	93	991
2012	27.606	29.557	4.548	815	3410	643	1,516
2013	30.314	32.442	4.978	755	1940	136	1,253
2014	33.289	35.611	5.455	675	1510	160	1,416
2015	36.557	39.091	5.974		1390	155	277
2016	40.163	42.928	6.555	172	690	55	525
2017	44.100	47.115	7.184	147	2200	30	552
2018	48.340	51.624	7.866	2,055	1250	40	1,844
2019	52.806	56.369	8.581	1,355	1940	90	1,128
Jumlah				7.264	17.442	1.890	10.616

⁵ Termasuk investasi pengembangan distribusi sekitar USD 1.2 miliar.

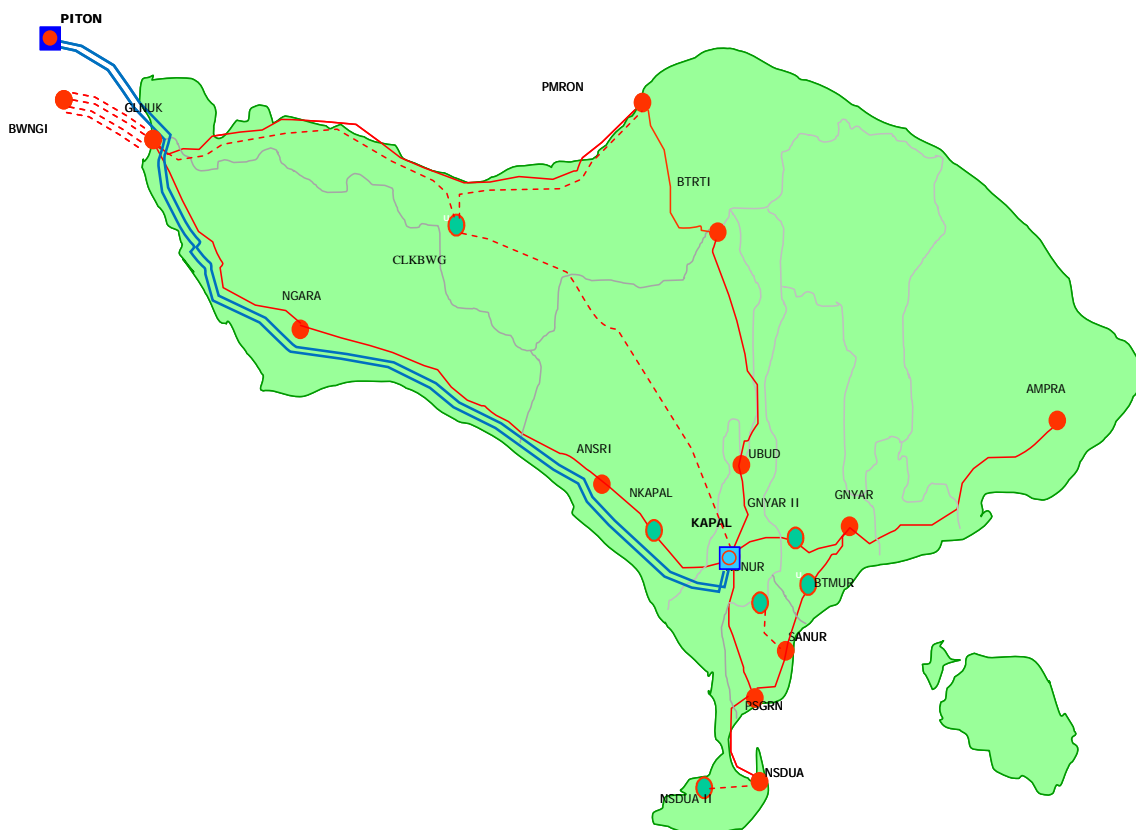
LAMPIRAN C.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI BALI

C8.1. Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di provinsi Bali pada saat ini dinyatakan krisis. Beban puncak sistem Bali sekitar 520 MW. Daya dipasok dari pembangkit 150 kV dan kabel laut Jawa-Bali dengan kapasitas total 530 MW, artinya cadangan operasi sangat sedikit, yaitu hanya 10 MW, jauh lebih kecil dari unit pembangkit terbesar yaitu PLTGU Gilimanuk 130 MW. Apabila pembangkit Gilimanuk menjalani pemeliharaan (*overhaul*) atau mengalami gangguan (*forced outage*), maka akan terjadi pemadaman bergilir di Bali hingga 120 MW.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar C8.1.



Gambar C8.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Bali Saat Ini

Semua pembangkit di Bali menggunakan BBM, sehingga biaya produksi listrik sangat mahal. Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel C8.1.

Tabel C8.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis B. Bakar	Pemilik	Kapasitas MW
1	Pesanggaran	PLTG	HSD	Indonesia Power	125,5
2	Gilimanuk	PLTG	HSD	Indonesia Power	133,8
3	Pemaron	PLTG	HSD	Indonesia Power	97,6
4	Pesanggaran	PLTD	HSD	Indonesia Power	75,8
Jumlah					432,7

C8.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Proyeksi kebutuhan tenaga listrik dihitung berdasarkan data realisasi perusahaan lima tahun, pertumbuhan ekonomi dan penduduk sebagaimana pada lampiran C1.1. Hasil perhitungan dengan menggunakan sebuah model demand forecast diperlihatkan pada tabel C8.2.

Tabel C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales GWh	Produksi Energy GWh	Beban Puncak MW	Pelanggan
2010	2.768	2.926	523	772.784
2011	2.892	3.053	546	788.147
2012	3.085	3.254	582	811.654
2013	3.362	3.542	633	843.937
2014	3.740	3.937	703	885.906
2015	4.198	4.414	788	933.503
2016	4.745	4.985	889	986.730
2017	5.369	5.634	1.005	1.043.013
2018	6.081	6.374	1.136	1.102.532
2019	6.685	7.000	1.248	1.134.682
Growth (%)	9,7	9,6	9,5	4,1

C8.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

2.1 Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2019⁶, RUPTL 2010-2019 merencanakan tambahan pembangkit sebesar 755 MW yang terdiri dari pembangkit batubara dan panas bumi seperti diberikan pada Tabel C8.3.

Tabel C8.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Pemilik	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Status	Sumber Dana
1	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	130	2012	On Going	IPP
2	Swasta	PLTP	Bedugul	10	2013	Plan	IPP
3	Swasta	PLTU	Bali Utara/Celukan Bawang	250	2013	On Going	IPP
4	Swasta	PLTU	Bali Timur	200	2013	Plan	IPP
5	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2016	Plan	IPP
6	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2017	Plan	IPP
7	Swasta	PLTP	Bedugul Exp	55	2018	Plan	IPP
	Jumlah			755			

2.2 Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

2.2.1 Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan gardu induk (GI) untuk melayani konsumen di sistem Bali akan menambah kapasitas hingga 1360 MVA dengan biaya USD 114 juta seperti diperlihatkan pada Tabel C8.4.

Tabel C8.4 Pengembangan GITET/GI

No.	Lokasi	COD	Sumber Dana	Kapasitas MVA	Biaya Juta USD
1	PLTU Celukanbawang	2010	APLN	30	10,02
2	Bali Timur/Kubu	2013	Unallocated	30	10,00
3	Sanur New	2014	Unallocated	120	11,22
4	GITET Kapal	2015	ADB	1.000	56,00
5	Gianyar II	2018	Unallocated	120	10,22
6	Nusa Dua II/Pecatu	2019	Unallocated	60	16,20
Jumlah				1.360	113,66

2.2.2 Pengembangan Transmisi

Tingginya biaya produksi listrik di Bali sebagai akibat dari penggunaan pembangkit BBM mendorong PLN untuk berupaya menurunkan biaya produksi dengan membangun PLTU batubara di Bali dan juga menyalurkan energi listrik murah berbasis batubara dari PLTU Paiton ke Bali melalui transmisi tegangan

⁶ Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari pulau Jawa melalui saluran transmisi.

ekstra tinggi 500 kV. Transmisi ini berkapasitas 1.500 MW, panjangnya sekitar 220 km, dan akan menyeberangi selat Bali dengan kabel laut atau kawat udara⁷. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa-Bali crossing*.

Menurut survei awal yang telah dilakukan, route transmisi 500 kV masuk ke kawasan Taman Nasional Baluran di Jawa Timur dan Taman Nasional Bali Barat, sehingga diperlukan izin dari Kementerian Kehutanan dan Kementerian Lingkungan Hidup. Proyek ini sangat strategis karena merupakan solusi tuntas permasalahan sistem kelistrikan Bali dalam jangka panjang.

Pengembangan sistem transmisi dapat dilihat pada tabel C8.5.

Tabel C8.5 Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Konduktor	COD	Sumber Dana	Panj. Kms	Biaya Juta USD
1	Padangsambian Gilimanuk	Pesanggaran	2xHawk	2010	Unallocated	15	1,52
2	<i>landing point</i>	Gilimanuk	1xTACSR 330	2010	Unallocated	3	0,41
3	PLTU C.Bawang	Inc. (Pmron-Glnuk)	2xHawk	2010	APLN	6	0,60
4	Kapal	PLTU C.Bawang	2xTACSR410	2011	APBN	140	21,00
5	Kapal	Padangsambian	2xHawk	2011	Unallocated	18	1,82
6	Jawa	Bali 3,4	Cable 150 kV	2012	KE	12	61,50
7	Bedugul PLTP	Baturiti	2xHawk	2012	APLN	60	6,00
8	Negara	Antosari	1xTACSR 330	2012	Unallocated	89	10,66
9	Antosari	Kapal	1xTACSR 330	2012	Unallocated	47	5,59
10	Bali Timur	Inc.(Gnyar-Sanur)	Patrage	2013	Unallocated	10	1,00
11	Sanur II	Inc.(Gnyar-Sanur)	1xTACSR 330	2014	Unallocated	10	1,20
12	Kapal New	Inc.(Clwng-Kapal))	2xTACSR410	2015	Unallocated	20	3,00
13	Lampu Merah	Watu Dodol	4xDove	2015	ADB	2,5	40,00
14	Gilimanuk	Kapal	4xDove	2015	ADB	100	66,00
15	Giayar II	Inc.(Kapal-Giayar)	2xTACSR410	2018	Unallocated	10	1,50
16	Nusa Dua II	Inc.(Gnyar-Sanur)	1xZebra	2019	Unallocated	4	0,48
Jumlah						444	116,28

2.3 Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 400.000 pelanggan atau rata-rata 40.000 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 3.345 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.032 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 741 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C8.6 berikut.

⁷ Opsi saluran udara atau kabel laut sedang dikaji oleh PLN.

Tabel C8.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Pelanggan
2010	180	116	37	16.325
2011	184	120	39	17.334
2012	237	188	50	25.535
2013	294	259	63	34.393
2014	355	334	78	44.184
2015	388	372	88	49.931
2016	421	407	97	55.693
2017	436	419	104	58.891
2018	452	431	111	62.275
2019	398	386	74	34.987
Jumlah	3,345	3,032	741	399.548

C8.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan di provinsi Bali adalah USD 1,8 milyar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel C8.7.

Tabel C8.7 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi ⁸ Juta USD
	Sales Energy GWh	Produksi Energi GWh	Beban Puncak MW	Pembangkit MW	GI MVA	T/L kms	
2010	2.768	2.926	523		240	25	27
2011	2.892	3.053	546		60	158	33
2012	3.085	3.254	582	130	60	207	266
2013	3.362	3.542	633	460	210	10	638
2014	3.740	3.937	703		330	10	38
2015	4.198	4.414	788		1120	440	233
2016	4.745	4.985	889	55	120		159
2017	5.369	5.634	1.005	55	120		157
2018	6.081	6.374	1.136	55	180	10	170
2019	6.685	7.000	1.248		180	4	37
Jumlah				755	2.620	864	1.759

⁸ Termasuk investasi pengembangan distribusi sebesar USD 154 juta.

LAMPIRAN D

ANALISIS RISIKO

IDENTIFIKASI RISIKO

1. Risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi maupun jaringan distribusi, dapat terhambat atau mengalami penundaan sehingga realisasinya menyimpang dari target, baik dari sisi kapasitas maupun waktu.

Risiko ini terdiri dari beberapa risiko, yaitu:

- Risiko pendanaan untuk proyek PLN akibat: (i) kurangnya dana yang dapat diupayakan oleh PLN, baik yang berasal dari dana internal maupun pinjaman/obligasi, kendala pencairan dana yang semestinya disediakan oleh bank domestik dan bank luar negeri untuk membiayai kontrak EPC, (ii) kurangnya dana yang dapat disediakan oleh pemerintah, baik dalam bentuk penyertaan modal (equity) maupun pinjaman berupa SLA.
- Risiko perijinan dan persetujuan. Hal ini terkait dengan proses perijinan dan persetujuan yang melibatkan berbagai pihak, dan dapat berlarut-larut karena adanya berbagai kepentingan yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan.
- Risiko penyelesaian pembangunan proyek. Risiko ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
- Risiko cost over-run. Risiko ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampuan Perusahaan.
- Risiko kesalahan desain.
- Risiko keselamatan ketenagalistrikan. Risiko ini terkait dengan keselamatan karyawan PLN maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
- Risiko performance instalasi. Ada kemungkinan instalasi kelistrikan, baik pembangkit, transmisi, maupun distribusi, tidak dapat beroperasi

dengan performance sesuai spesifikasinya, sehingga tenaga listrik yang tersedia dan dikonsumsi tidak sesuai target.

- Risiko dampak lingkungan. Keberadaan instalasi Perusahaan dapat menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.
- Risiko sosial, berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi PLN karena dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

2. Risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

Sama seperti pada risiko keterlambatan proyek-proyek PLN, yaitu:

- Risiko pendanaan untuk proyek IPP akibat rendahnya kepercayaan investor asing untuk berinvestasi di sektor ketenagalistrikan Indonesia, juga rendahnya kepercayaan bank asing untuk memberi pinjaman kepada proyek di Indonesia.
- Risiko pengembang proyek IPP tidak memperoleh *financial closure* pada waktunya.
- Risiko perijinan dan persetujuan. Hal ini terkait dengan proses perijinan dan persetujuan yang melibatkan berbagai pihak, dan dapat berlarut-larut karena adanya berbagai kepentingan yang dapat mempengaruhi proses pengambilan keputusan.
- Risiko penyelesaian pembangunan proyek. Risiko ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
- Risiko cost over-run. Risiko ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampuan Perusahaan.
- Risiko kesalahan desain.
- Risiko keselamatan ketenagalistrikan. Risiko ini terkait dengan keselamatan karyawan maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
- Risiko performance instalasi. Ada kemungkinan instalasi kelistrikan, baik pembangkit, transmisi, maupun distribusi, tidak dapat beroperasi dengan performance sesuai spesifikasinya, sehingga tenaga listrik yang tersedia dan dikonsumsi tidak sesuai target.

- Risiko dampak lingkungan. Keberadaan instalasi Perusahaan dapat menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.
- Risiko sosial, berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi pembangkit karena dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

3. Risiko Prakiraan Permintaan Listrik

Risiko yang dihadapi jika prakiraan permintaan listrik lebih tinggi daripada realisasi:

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih banyak dari pada yang dibutuhkan. Pembangkit dioperasikan pada CF rendah, atau bahkan sebagian tidak dioperasikan. Dalam hal pembangkit IPP, PLN dapat terkena penalti pengambilan energi minimum. Transmisi dan distribusi juga berbeban rendah.
- Pendapatan dari penjualan listrik lebih rendah daripada yang direncanakan, sehingga tidak cukup untuk membayar pinjaman (pokok berikut bunganya) yang dilakukan untuk mendanai proyek pembangkit, transmisi dan distribusi.
- Menimbulkan kecurigaan pada *stakeholders*, yaitu PLN dianggap membuat prakiraan permintaan listrik yang tinggi untuk menjustifikasi kelayakan proyek kelistrikan tertentu.
- PLN terkena penalti dari kontrak energi primer (batubara, gas) jangka panjang.

Prakiraan beban lebih rendah dari realisasi permintaan, maka risiko yang akan dihadapi :

- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih sedikit dari yang dibutuhkan. Banyak pembangkit dioperasikan maksimal secara terus menerus bahkan menunda pemeliharaan yang jatuh tempo, sehingga dapat menurunkan kinerja mesin,
- Banyak calon pelanggan baru dan penambahan daya tidak dapat dilayani, kualitas pelayanan menurun bahkan terjadi pemadaman.
- Pertumbuhan ekonomi terhambat akibat tidak tersedia infrastruktur listrik yang memadai,

- Citra PLN terpuruk karena gagal melaksanakan misi yang diberikan oleh Pemerintah untuk menyediakan listrik dalam jumlah yang cukup dan handal.
- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien,
- Sektor swasta membangkitkan listrik dengan gas atau batubara dan menjual produknya langsung ke konsumen dalam kawasan tertentu, PLN kehilangan market share.
- Susut teknis meningkat karena penambahan jaringan yang terbatas. Susut non-teknis juga meningkat karena pelanggan/calon pelanggan sulit memperoleh tambah daya/akses listrik yang legal.

4. Risiko harga dan ketersediaan energi primer

Beberapa risiko dominan yang terkait secara khusus dengan RUPTL adalah:

- Risiko harga energi primer. Perubahan harga energi primer khususnya batubara dan gas akan sangat mempengaruhi program pengembangan ketenagalistrikan yang optimal. Dalam RUPTL, harga batubara diasumsikan USD 90 per ton, harga gas alam USD 6 per mmbtu dan harga crude oil USD 140 per barel. Hasil simulasi menunjukkan bahwa perubahan harga batubara naik atau turun 10% akan mengakibatkan perubahan nilai risiko cukup besar yaitu USD 1 s/d 2.5 miliar selama perioda studi 10 tahun.
- Risiko ketersediaan energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi gasubara dan gas tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun pengalaman menunjukkan bahwa pasokan gas alam sering terlambat datang ke pembangkit yang membutuhkan, atau tersedia dalam volume yang semakin berkurang akibat depletion. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

5. Risiko merencanakan reserve margin terlalu tinggi, terdiri dari :

- Risiko over capacity yang terjadi apabila semua proyek yang direncanakan berjalan baik dan selesai tepat waktu. Jika over capacity benar-benar terjadi maka PLN akan mempunyai kewajiban membayar komponen A kepada pihak IPP tanpa manfaat apapun. Jika proyek yang direncanakan adalah proyek PLN, maka aset tidak menghasilkan revenue yang diperlukan untuk membayar capital debt ke lender.

6. Risiko Likuiditas

Risiko likuiditas terdiri dari:

- Risiko likuiditas kas, yaitu adanya kemungkinan perusahaan tidak dapat menyediakan dana untuk pembayaran kewajiban jatuh tempo. Risiko ini dapat terjadi bila kesehatan keuangan Perusahaan tidak mengalami perbaikan yang signifikan sehingga tidak dapat menghasilkan kas operasional, dan bila terjadi keterlambatan pembayaran subsidi oleh Pemerintah.
- Risiko pencairan dana pinjaman untuk investasi.
- Risiko likuiditas aset

7. Risiko Produksi/Operasi

Risiko produksi/operasi terkait dengan beberapa masalah potensial berikut ini:

- Kekurangan atau kelangkaan energi primer sebagai bahan bakar pembangkit listrik; salah satu penyebab kekurangan atau kelangkaan tersebut adalah karena pemegang hak pengelolaan energi primer membuat kontrak penjualan dengan pihak lain.
- Kerusakan peralatan/fasilitas operasi, terutama karena hal-hal berikut: peralatan yang sudah tua, pembangunan yang dipercepat dalam rangka memenuhi Fast Track Program, penggunaan teknologi baru, dan penggunaan pemasok baru.
- Risiko kehilangan peralatan/fasilitas operasi, terutama akibat pencurian yang dilakukan terhadap instalasi/aset perusahaan.
- Kesalahan manusia dalam mengoperasikan peralatan/fasilitas.

8. Risiko Bencana

Risiko bencana dapat menimbulkan kerugian pada perusahaan karena dapat menyebabkan tidak beroperasinya peralatan/fasilitas. Risiko ini dapat terjadi karena bencana alam, dan bencana karena ulah manusia.

9. Risiko Lingkungan

Risiko lingkungan terkait dengan dua aspek utama:

- Tuntutan masyarakat terhadap keberadaan instalasi karena persepsi mengenai pengaruh listrik terhadap kesehatan.
- Adanya limbah, polusi, dan kebisingan yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

10. Risiko Regulasi

Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

- Risiko tarif listrik, yang dapat menghambat atau memperlambat proses penyesuaian tarif listrik sesuai target karena penyesuaian tarif perlu persetujuan parlemen, dan keputusan persetujuan penyesuaian tarif dapat dipengaruhi oleh berbagai kepentingan.
- Risiko kepastian subsidi, yang terkait dengan kemampuan keuangan Pemerintah dan dorongan berbagai pihak untuk menurunkan atau bahkan mencabut subsidi.
- Risiko perubahan tatanan sektor ketenagalistrikan, khususnya bila ditetapkannya perundangan yang mengubah status PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) atau diberlakukannya open access jaringan transmisi dan adanya pasar kompetisi tenaga listrik. Risiko perubahan perundangan yang mengubah struktur industri dari monopoli bidang transmisi dan distribusi menjadi struktur industri dengan persaingan bebas bukan saja di bagian pembangkit tetapi di bagian lain dalam ketenagalistrikan.

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara dinamis oleh karena metoda dan sarana mitigasi terus berkembang. Namun demikian, pokok-pokok program mitigasi sebagai acuan penyiapan kebijakan mitigasi risiko adalah sebagai berikut.

1. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek PLN

- Pemanfaatan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN
- Peningkatan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan margin yang memadai)
- Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP
- Pengembangan model *project finance* dimana EPC Contractors juga membawa pendanaan proyek
- Peningkatan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Peningkatan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- Pelaksanaan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Penerapan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Peningkatan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overun*.

- Penyusunan dan penerapan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Penerapan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Peningkatan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Peningkatan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

2. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek IPP

- Pengembang IPP hanya dipilih yang benar-benar memiliki kemampuan.
- Peningkatan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
- Peningkatan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
- Pelaksanaan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Penerapan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
- Pemilihan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
- Peningkatan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overrun*.

- Penyusunan dan penerapan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Penerapan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Peningkatan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Peningkatan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

3. Mitigasi risiko prakiraan permintaan listrik

Realisasi penjualan lebih rendah daripada demand forecast

- Mengupayakan peningkatan pemasaran secara agresif dan proaktif apabila terdapat indikasi pertumbuhan penjualan lebih rendah dari yang diprediksi,
- Mendorong Pemerintah Pusat/Daerah untuk mempercepat arus masuk investasi agar industri dan perdagangan tumbuh lebih cepat sehingga dapat menyerap listrik lebih banyak.
- Mempercepat elektrifikasi daerah-daerah yang belum terjangkau listrik
- Secara periodik (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

Realisasi penjualan lebih tinggi daripada demand forecast

- Mengendalikan atau membatasi penyambungan pelanggan baru maupun tambah daya,
- Mengefektifkan demand side management (DSM), termasuk penghematan listrik oleh konsumen,
- Mengusulkan kepada Pemerintah kenaikan tarif atau pemberlakuan insentif/ disinsentif yang lebih tinggi agar masyarakat lebih berhemat dalam memakai listrik,
- Meminta kesediaan pelanggan industri dan bisnis untuk mengoperasikan pembangkit sendiri terutama pada waktu beban puncak,

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek pembangunan pembangkit dan transmisi/distribusi,
 - Mendorong percepatan investasi untuk pembangunan pembangkit baru,
 - Secara periodik (tahunan) mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,
 - Mendorong pembelian listrik dari excess power, pembangkit skala kecil.
4. Mitigasi risiko harga dan ketersediaan energi primer
- Pembuatan kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
 - Integrasi hulu untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
 - Sertifikasi sumber gas yang memasok pembangkit.
5. Mitigasi risiko perencanaan reserve margin terlalu tinggi
- Memacu pertumbuhan penjualan jika proyek-proyek berjalan tepat waktu termasuk mendorong tumbuhnya industri di Kalimantan.
 - Memantau kemajuan pekerjaan proyek-proyek pembangkit dengan cermat, dan apabila penyelesaian proyek dipastikan tepat waktu dan berjalan baik maka PLN menunda proyek-proyek kedepan yang telah direncanakan.
 - Untuk sistem Sumatera yang rencana reserve marginnya mencapai 62% pada tahun 2014, untuk menyerap kapasitas yang ada dapat dilakukan pengiriman energi listrik ke pulau Jawa melalui sistem interkoneksi HVDC Jawa Sumatra maupun energy exchange dengan sistem peninsular Malaysia menggunakan HVDC link.
6. Mitigasi risiko likuiditas
- Pengusulan mekanisme pencairan subsidi yang lebih efektif untuk mengurangi periode pencairan subsidi.

- Investasi peralatan secara lebih efektif untuk mengurangi jumlah dan nilai aset tidak produktif yang harus dilikuidasi.

7. Mitigasi risiko produksi/operasi

- Pembuatan kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Peningkatan operasi dan pemeliharaan untuk mengurangi kemungkinan terjadi kerusakan peralatan/fasilitas operasi.
- Penerapan SOP dan pelatihan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam menggunakan peralatan/fasilitas.

8. Mitigasi risiko bencana

- Penggunaan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah manusia.
- Peningkatan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kemungkinan terjadi bencana karena ulah manusia.
- Peningkatan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kerugian bila bencana alam terjadi. Peningkatan komunikasi dan citra perusahaan untuk mengurangi kemungkinan kerusakan akibat ulah manusia, seperti sabotase.

9. Mitigasi risiko lingkungan

- Sosialisasi masalah ketenagalistrikan dan kaitannya dengan masyarakat untuk mengurangi tuntutan masyarakat terhadap instalasi, termasuk keberadaan transmisi, karena persepsi atau pemahaman mereka mengenai pengaruh instalasi terhadap kesehatan manusia.
- Penerapan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.

10. Mitigasi risiko regulasi

- Peningkatan komunikasi dengan pihak terkait supaya proses penyesuaian tarif sejalan dengan rencana.
- Pengembangan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.