RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL)

PT PLN (PERSERO)

2015 - 2024

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR : 0074 K/21/MEM/2015

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2015 S.D. 2024

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang : a. bahwa sehubungan dengan terjadi perubahan yang berpengaruh pada subsektor ketenagalistrikan, maka PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) telah mengubah Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2013 s.d. 2022 dengan menetapkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2015 s.d. 2024 melalui Keputusan Direksi PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 0982.K/DIR/2014 tanggal 17 Desember 2014;

b. bahwa berdasarkan ketentuan Pasal 16 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2015 s.d. 2024 harus disahkan Menteri;

c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024;

Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);

2. Peraturan...

2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 28, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5281) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 75, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5530);

3. Keputusan Presiden Nomor 121/P Tahun 2014 tanggal 27 Oktober 2014;

4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2010 Nomor 552) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 30 Tahun 2014 (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 1725);

5. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2015 S.D. 2024.

KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024, selanjutnya disebut RUPTL 2015-2024, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)wajibmenyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL 2015-2024 sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu secara berkala setiap 4 (empat) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral c.q. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan.

KETIGA : Dalam hal Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) telah ditetapkan, RUPTL 2015-2024 sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu akan diharmonisasikan secara bertahap dengan RUEN.

KEEMPAT ...

KEEMPAT : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4092 K/21/MEM/2013 tanggal 31 Desember 2013 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)Tahun 2013 s.d. 2022 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KELIMA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 12 Januari 2015

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

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. Para Bupati/Walikota di seluruh Indonesia
8. Direktur Utama PT PLN (Persero)

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
Kepala Biro Hukum,

Susyanto

PT PLN (PERSERO)

KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO)

NOMOR :0982.K/DIR/2014

TENTANG

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL)
PT PLN (PERSERO) TAHUN 2015-2024

DIREKSI PT PLN (PERSERO)

Menimbang :

a. bahwa telah diterbitkan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0766.K/DIR/2013 tanggal 11 Desember 2013 tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2013-2022, yang telah disahkan dengan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4092.K/21/MEM/2013 tanggal 31 Desember 2013 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2013 s.d. 2022;

b. bahwa dalam rangka mendukung rencana Pemerintah untuk menyediakan tenaga listrik bagi masyarakat Indonesia sesuai RUPTL sebagaimana dimaksud dalam huruf a di atas, PT PLN (Persero) perlu secara berkala melakukan evaluasi atas implementasi RUPTL dan melakukan penyesuaian untuk menyikapi perkembangan situasi yang terjadi di sektor ketenagalistrikan;

c. bahwa dengan adanya perkembangan situasi dan penyelarasan terhadap program Pemerintah mengenai ketenagalistrikan, maka dipandang perlu melakukan penyusunan RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024 sebagai pengganti RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2013-2022;

d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, b dan c di atas, perlu menetapkan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024.

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 23 Tahun 1994 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Umum (Perum) Listrik Negara Menjadi Perusahaan Perseroan (Persero);
5. Peraturan Pemerintah RI Nomor 45 Tahun 2005 tentang Pendirian, Pengurusan, Pengawasan dan Pembubaran Badan Usaha Milik Negara;
6. Peraturan Pemerintah RI Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah RI Nomor 23 Tahun 2014;
7. Anggaran Dasar PT PLN (Persero);
8. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682.K/21/MEM/2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2008 s.d. 2027;
9. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4092.K/21/MEM/2013 tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2013 s.d. 2022;

10. Keputusan ...

10. Keputusan Menteri Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-252/MBU/2009 jo Keputusan Menteri Negara Badan Usaha Milik Negara Nomor KEP-224/MBU/2011 tentang Pemberhentian dan Pengangkatan Anggota-Anggota Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara;
11. Keputusan Menteri Badan Usaha Milik Negara Nomor SK-179/MBU/2013 tentang Pemberhentian, Perubahan Nomenklatur Jabatan dan Pengangkatan Anggota-Anggota Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara;
12. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 001.K/030/DIR/1994 tentang Pemberlakuan Peraturan Sehubungan dengan Pengalihan Bentuk Hukum Perusahaan;
13. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 304.K/DIR/2009 tentang Batasan Kewenangan Pengambilan Keputusan di Lingkungan PT PLN (Persero) sebagaimana telah beberapa kali diubah, terakhir dengan Peraturan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0313.K/DIR/2014;
14. Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 023.K/DIR/2012 tentang Organisasi dan Tata Kerja PT PLN (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 273.K/DIR/2012 dan Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 443.K/DIR/2013.

MEMUTUSKAN :

Menetapkan : KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO) TENTANG RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK (RUPTL) PT PLN (PERSERO) TAHUN 2015-2024.

PERTAMA : Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024 adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini dan merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

KEDUA : RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024 sebagaimana tercantum dalam Lampiran Keputusan ini digunakan sebagai pedoman dalam Penyusunan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) dan Penetapan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) PT PLN (Persero).

KETIGA : RUPTL PT PLN (Persero) Tahun 2015-2024 sebagaimana dimaksud dalam Diktum PERTAMA, akan ditinjau ulang setiap tahun sesuai perkembangan yang terjadi.

KEEMPAT : Pada saat Keputusan ini berlaku, maka Keputusan Direksi PT PLN (Persero) Nomor 0766.K/DIR/2013 tentang Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN (Persero) tahun 2013-2022, dicabut dan dinyatakan tidak berlaku lagi.

Keputusan ini mulai berlaku terhitung sejak tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 17 Desember 2014

DIREKTUR UTAMA,

P.T. PLN (Persero) DIREKSI

NUR PAMUDJI

KATA PENGANTAR

Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) tahun 2015-2024 ini disusun untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik yang menyatakan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai dengan Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN dalam buku ini, sebagai Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (Kepmen ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011) wajib menyusun RUPTL dengan memperhatikan ketentuan-ketentuan dalam Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682.K/21/MEM/2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2008 s.d. 2027 dan draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2015 s.d. 2034 yang telah disusun oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

RUPTL ini disusun untuk menjadi pedoman pengembangan sarana ketenagalistrikan di wilayah usaha PLN pada kurun waktu tahun 2015–2024, yang akan digunakan dalam penyusunan rencana jangka panjang perusahaan dan penyusunan rencana kerja dan anggaran perusahaan tahunan. Wilayah usaha PLN meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai wilayah usaha bagi BUMN lain, BUMD, badan usaha swasta atau koperasi.

Sejalan dengan perkembangan dan perubahan kondisi industri kelistrikan di Indonesia, RUPTL ini akan dievaluasi secara berkala dan diubah seperlunya agar rencana pengembangan sistem kelistrikan lebih sesuai dengan kondisi terkini.

Sesuai dengan program Pemerintah tahun 2015 – 2019, dalam RUPTL ini juga menguraikan mengenai program pembangunan ketenagalistrikan sebesar 35 GW untuk periode tahun 2015 – 2019. Dalam rangka mensukseskan pembangunan sarana ketenagalistrikan diperlukan kerjasama yang efektif antara PT PLN (Persero) dan seluruh stake-holder-nya, karena PLN sendiri tidak akan mampu melaksanakan seluruh program tanpa bantuan dari pemerintah, masyarakat dan pemangku kepentingan lainnya.

Dalam RUPTL ini peran listrik swasta diharapkan dapat meningkat secara signifikan untuk mendorong dan mempercepat program tersebut di atas. Peran swasta akan meningkat dari kontribusi kapasitas sekitar 15% menjadi 32% pada tahun 2019, dan 41% pada tahun 2024. Hal lain yang diperlukan adalah peningkatan kekuatan keuangan PLN sehingga dapat melaksanakan pembangunan melalui pendanaan yang efektif dan efisien, serta dengan ketepatan waktu sesuai perencanaan.

Peran Pemerintah dalam mempersingkat proses perizinan akan sangat membantu PLN maupun pengembang listrik swasta merealisasikan program pembangunan,

Akhirnya kami mengucapkan terima kasih dan penghargaan atas kontribusi semua pihak sehingga RUPTL ini dapat diselesaikan.

Jakarta, Desember 2014

DIREKTUR UTAMA

NUR PAMUDJI

DAFTAR ISI

KEPUTUSAN MENTERI ESDM i

KEPUTUSAN DIREKSI PT PLN (PERSERO) iv

KATA PENGANTAR vi

DAFTAR ISI viii

DAFTAR GAMBAR xiv

DAFTAR TABEL xvi

DAFTAR LAMPIRAN xix

SINGKATAN DAN KOSAKATA xxi

BAB I 1

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 5

1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya 5

1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha 8

1.7. Sistematika Dokumen RUPTL 11

BAB II 12

KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN . 12

2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik 12

2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit 13

2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi dan GI 19

2.4. Kebijakan Pengembangan Distribusi 22

2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan 23

2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan..... 23

2.7. Kebijakan Mitigasi Perubahan Iklim 25

BAB III 27

KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AKHIR TAHUN 2014 27

3.1 Penjualan Tenaga Listrik 27

3.1.1 Jumlah Pelanggan 28

3.1.2 Rasio Elektrifikasi 29

3.1.3 Rasio Desa Berlistrik 30

3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak 30

3.2 Kondisi Sistem Pembangkitan 31

3.2.1. Wilayah Sumatera 31

3.2.2. Wilayah Jawa Bali 32

3.2.3. Wilayah Indonesia Timur 33

3.3 Kondisi Sistem Transmisi 34

3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera..... 34

3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali 35

3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur 36

3.4 Kondisi Sistem Distribusi 38

3.4.1. Susut Jaringan Distribusi..... 38

3.4.2. Keandalan Pasokan 39

3.5 Penanggulangan Jangka Pendek 39

3.6 Penanggulangan Jangka Menengah Tahun 2015-2019 43

3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera..... 43

3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali..... 46

3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur .. 48

BAB IV 51

PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)..... 51

4.1. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan..... 51

4.2. Panas Bumi..... 51

4.3. Tenaga Air 52

4.4. PLTM/MH..... 54

4.5. PLTS..... 54

4.6. Biomassa 55

4.7. PLT Bayu 56

4.8. Energi Kelautan 57

4.9. *Coal Bed Methane (CBM)* 57

4.10. *Coal Slurry* 57

4.11. Nuklir..... 58

BAB V 59

KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER..... 59

5.1. Batubara 59

5.2. Gas Alam 61

5.2.1. LNG dan Mini-LNG 64

5.2.2. CNG (Compressed Natural Gas)..... 66

BAB VI **68**

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2015 – 2024 ..... **68**

6.1. Kriteria Perencanaan 68

6.1.1. Perencanaan Pembangkit 68

6.1.2. Perencanaan Transmisi 70

6.1.3. Perencanaan Distribusi 71

6.2. Asumsi dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 73

6.2.1. Pertumbuhan Ekonomi 74

6.2.2. Pertumbuhan Penduduk 76

6.3. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2015-2024 76

6.4. Rencana Pengembangan Pembangkit 81

6.4.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit 81

6.4.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014) 83

6.4.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 84

6.4.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 2015-2019 87

6.4.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia 90

6.4.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera 91

6.4.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali 95

6.4.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur 102

6.4.9. Partisipasi Listrik Swasta 113

6.4.10. Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011 113

6.4.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang 114

6.5. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar 114

6.5.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia 115

6.5.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera 116

6.5.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali 117

6.5.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur 119

6.6. Proyeksi Emisi CO_2 120

6.7. Proyek Pendanaan Karbon 125

6.8. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk 126

6.8.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera 126

6.8.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali 129

6.8.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur 132

6.9. Pengembangan Sistem Distribusi 139

6.9.1 Wilayah Sumatera 140

6.9.2 Wilayah Jawa-Bali 140

6.9.3 Wilayah Indonesia Timur 140

6.10. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik 141

6.11. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s/d 10 MW) 143

BAB VII 144

KEBUTUHAN DANA INVESTASI 144

7.1. Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia 144

7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Sumatera 145

7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa-Bali 146

7.4. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Indonesia Timur 148

7.5. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP 149

7.6. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN 150

7.7. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi 152

7.7.1 Financial Leverage Perusahaan..... 152

7.7.2 Perbaikan Struktur Modal Perusahaan 155

7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP 156

BAB VIII 157

ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG..... 157

8.1. Profil Risiko Jangka panjang 2015-2024 157

8.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2015-2024..... 161

8.3. Mitigasi Risiko..... 162

BAB IX 163

KESIMPULAN 163

DAFTAR PUSTAKA 165

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1. 1 Proses Penyusunan RUPTL 7
Gambar 1. 2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero) 11

GAMBAR BAB VI

Gambar 6. 1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015 dan 2024 ... 78
Gambar 6. 2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015-2024 79
Gambar 6. 3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN 81
Gambar 6. 4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) 115
Gambar 6. 5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh) 117
Gambar 6. 6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh) 118
Gambar 6. 7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh) 120
Gambar 6. 8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia) 122
Gambar 6. 9 Emisi CO_2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali 123
Gambar 6. 10 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera ... 124
Gambar 6. 11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur .. 125
Gambar 6. 12 Rencana Pengembangan transmisi Sistem Sumatera 2015-2024 127
Gambar 6. 13 Rencana Pengembangan transmisi Sistem Jawa-bali Tahun 2015-2024 130
Gambar 6. 14 Rencana Pengembangan transmisi Kalimantan Tahun 2015-2024 134
Gambar 6. 15 Rencana Pengembangan transmisi Sulawesi Tahun 2015-2024 136
Gambar 6. 16 Rencana Pengembangan transmisi NTB Tahun 2015-2024 ... 137

GAMBAR BAB VII

Gambar 7. 1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP) 145
Gambar 7. 2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera 146

Gambar 7. 3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali 147
Gambar 7. 4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur 148
Gambar 7. 5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP 149
Gambar 7. 6 Posisi Indikator DSCR dan CICR periode 2002-2013 154
Gambar 7. 7 Posisi Indikator DER periode 2002-2013 154

GAMBAR BAB VIII

Gambar 8. 1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2015-2024 162

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1. 1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL..... 8

TABEL BAB III

Tabel 3. 1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh) 27
Tabel 3. 2 Perkembangan Jumlah Pelanggan [ribu pelanggan] 28
Tabel 3. 3 Perkembangan Rasio Elektrifikasi*) (%) 29
Tabel 3. 4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2009–2014 30
Tabel 3. 5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) s.d Bulan Desember Tahun 2014 31
Tabel 3. 6 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) s.d Bulan Desember 2014..... 32
Tabel 3. 7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2014 .. 33
Tabel 3. 8 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2014 33
Tabel 3. 9 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) s.d Bulan Desember 2014..... 34
Tabel 3. 10 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA) 35
Tabel 3. 11 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms) 35
Tabel 3. 12 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali 35
Tabel 3. 13 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali 35
Tabel 3. 14 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali. 36
Tabel 3. 15 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms) 37
Tabel 3. 16 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA) 37
Tabel 3. 17 Rugi Jaringan Distribusi (%) 38
Tabel 3. 18 SAIDI dan SAIFI PLN 39
Tabel 3. 19 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera 44

TABEL BAB IV

Tabel 4. 1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan..... 51
Tabel 4. 2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (MW)..... 51
Tabel 4. 3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development* 53

Tabel 4. 4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut 54

TABEL BAB V

Tabel 5. 1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali 62
Tabel 5. 2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera dan Indonesia Timur 63
Tabel 5. 3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera dan Indonesia Timur (Lanjutan) 64

TABEL BAB VI

Tabel 6. 1 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia 75
Tabel 6. 2 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia.....75
Tabel 6. 3 Pertumbuhan Penduduk (%) 76
Tabel 6. 4 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan....77
Tabel 6. 5 Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan 77
Tabel 6. 6 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi 78
Tabel 6. 7 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015-2024 per Kelompok Pelanggan (TWh) 80
Tabel 6. 8 Asumsi Harga Bahan Bakar 82
Tabel 6. 9 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW 83
Tabel 6. 10 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2....85
Tabel 6. 11 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Tahun 2015-2019 (MW).....87
Tabel 6. 12 Kebutuhan Tambahan Pembangkit berdasarkan Status Proyek....88
Tabel 6. 13 Pengembangan Transmisi Tahun 2015-2019 88
Tabel 6. 14 Pengembangan GI Tahun 2015-2019.....88
Tabel 6. 15 Pengembangan Jaringan Distribusi Tahun 2015-2019 89
Tabel 6. 16 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW).....90
Tabel 6. 17 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) 92
Tabel 6. 18 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2015-2024.....93
Tabel 6. 19 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW).....96
Tabel 6. 20 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2015-2024.....97
Tabel 6. 21 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2014.....102
Tabel 6. 22 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 103
Tabel 6. 23 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2015-2024.....104
Tabel 6. 24 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2015-2024.....106
Tabel 6. 25 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2015-2024 108

Tabel 6. 26 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2015-2024 110
Tabel 6. 27 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2015-2024 112
Tabel 6. 28 Proyek yang terdapat dalam Buku KPS 2013 Bappenas..... 114
Tabel 6. 29 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)..... 115
Tabel 6. 30 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia 116
Tabel 6. 31 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh) 116
Tabel 6. 32 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera 117
Tabel 6. 33 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)..... 117
Tabel 6. 34 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali 119
Tabel 6. 35 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)..... 119
Tabel 6. 36 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur 120
Tabel 6. 37 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia 126
Tabel 6. 38 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia..... 126
Tabel 6. 39 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera..... 129
Tabel 6. 40 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera .. 129
Tabel 6. 41 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali 131
Tabel 6. 42 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali..... 131
Tabel 6. 43 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur..... 133
Tabel 6. 44 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur 133
Tabel 6. 45 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia 140
Tabel 6. 46 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera 140
Tabel 6. 47 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali 140
Tabel 6. 48 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur 141
Tabel 6. 49 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2015-2024 . 142
Tabel 6. 50 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2015-2024 (Miliar Rp) 142
Tabel 6. 51 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2015-2024 143

TABEL BAB VII

Tabel 7. 1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP) 144
Tabel 7. 2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera ... 145
Tabel 7. 3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali..... 147
Tabel 7. 4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur... 148
Tabel 7. 5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP 149

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH SUMATERA 168

A1. PROVINSI ACEH 169

A2. PROVINSI SUMATERA UTARA 179

A3. PROVINSI RIAU 192

A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU 203

A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG 210

A6. PROVINSI SUMATERA BARAT 218

A7. PROVINSI JAMBI 227

A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN 235

A9. PROVINSI BENGKULU 245

A10. PROVINSI LAMPUNG 251

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH JAWA BALI 260

B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA 261

B2. PROVINSI BANTEN 275

B3. PROVINSI JAWA BARAT 285

B4. PROVINSI JAWA TENGAH 302

B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA 314

B6. PROVINSI JAWA TIMUR 318

B7. PROVINSI BALI 331

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH INDONESIA TIMUR 338

C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT 339

C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN 349

C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH 358

C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR 367
C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA 376
C6. PROVINSI SULAWESI UTARA 383
C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH 392
C8. PROVINSI GORONTALO 400
C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN 406
C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA 415
C11. PROVINSI SULAWESI BARAT 422
C12. PROVINSI MALUKU 428
C13. PROVINSI MALUKU UTARA 437
C14. PROVINSI PAPUA 445
C15. PROVINSI PAPUA BARAT 454
C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB) 461
C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT) 471

LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO 482

SINGKATAN DAN KOSAKATA

ADB	:	*Air Dried Basis*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *inherent moisture* saja
ASEAN *Power Grid*	:	Sistem interkoneksi jaringan listrik antara negara-negara ASEAN
Aturan Distribusi	:	Aturan Distribusi Tenaga Listrik merupakan perangkat peraturan dan persyaratan untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem distribusi yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Aturan Jaringan	:	Aturan Jaringan merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem tenaga listrik yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik
Beban	:	Sering disebut sebagai *demand*, merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya
Beban puncak	:	Atau *peak load / peak demand*, adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem kelistrikan dinyatakan dengan MW
bcf	:	*Billion cubic feet*
BPP	:	Biaya Pokok Penyediaan
BTU	:	*British Thermal Unit*
Capacity balance	:	Neraca yang memperlihatkan keseimbangan kapasitas sebuah gardu induk dengan beban puncak pada area yang dilayani oleh gardu induk tersebut, dinyatakan dalam MVA
Captive power	:	Daya listrik yang dibangkitkan sendiri oleh pelanggan, umumnya pelanggan industri dan komersial
CCS	:	*Carbon Capture and Storage*
CCT	:	*Clean Coal Technology*
CDM	:	*Clean Development Mechanism* atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih
CNG	:	*Compressed Natural Gas*
COD	:	*Commercial Operating Date*
Committed Project	:	Proyek yang telah jelas pengembang serta pendanaannya
Daya mampu	:	Kapasitas nyata suatu pembangkit dalam menghasilkan MW
Daya terpasang	:	Kapasitas suatu pembangkit sesuai dengan *name plate*
DAS	:	Daerah Aliran Sungai
DMO	:	*Domestic Market Obligation*
EBITDA	:	*Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*
ERPA	:	*Emission Reduction Purchase Agreement*
Excess power	:	Kelebihan energi listrik dari suatu *captive power* yang dapat dibeli oleh PLN
FSRU	:	*Floating Storage and Regasification Unit*
GAR	:	*Gross As Received*, merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan *total moisture*
GRK	:	Gas Rumah Kaca
HSD	:	*High Speed Diesel Oil*
HVDC	:	*High Voltage Direct Current*

IBT	:	*Interbus Transformer*, yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV
IGCC	:	*Integrated Gasification Combined Cycle*
IPP	:	*Independent Power Producer*
JTM	:	Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV
JTR	:	Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertengangan 220 V
kmr	:	kilometer-*route*, menyatakan panjang jalur saluran transmisi
kms	:	kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi
Life Extension	:	Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir
LNG	:	*Liquified Natural Gas*
LOLP	:	*Loss of Load Probability*, suatu indeks keandalan sistem pembangkitan yang biasa dipakai pada perencanaan kapasitas pembangkit
Load factor	:	Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
MFO	:	*Marine Fuel Oil*
MMBTU	:	*Million Metric BTU*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
Mothballed	:	Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam *reserve margin*
MP3EI	:	Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia
MMSCF	:	*Million Metric Standard Cubic Feet*, satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	:	*Million Metric Standard Cubic Feet per Day*
MPP	:	Mobile Power Plant, pembangkit listrik yang bisa *mobile* dengan tipe *Barge Mounted, Truck mounted* dan *Container*
Neraca daya	:	Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit
Non Coincident Peak Load	:	Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak
P2TL	:	Penertiban Pemakaian Tenaga Listrik, tindakan terhadap penggunaan listrik secara ilegal
Peaking	:	Pembangkit pemikul beban puncak
PLTA	:	Pusat Listrik Tenaga Air
PLTB	:	Pusat Listrik Tenaga Bayu
PLTD	:	Pusat Listrik Tenaga Diesel
PLTG	:	Pusat Listrik Tenaga Gas
PLTGU	:	Pusat Listrik Tenaga Gas & Uap
PLTM/MH	:	Pusat Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro
PLTMG	:	Pusat Listrik Tenaga Mesin Gas
PLTN	:	Pusat Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	:	Pusat Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTS	:	Pusat Listrik Tenaga Surya
PLTU	:	Pusat Listrik Tenaga Uap
PTMPD	:	Pembangkit Termal Modular Pengganti Diesel
Power wheeling	:	Pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan

		transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan
Prakiraan beban	:	*Demand forecast*, prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
Reserve margin	:	Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam %
Rasio elektrifikasi	:	Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga
SFC	:	*Specific Fuel Consumption*
Tingkat cadangan	:	(*Reserve margin*) adalah besar cadangan daya yang dimiliki oleh perusahaan dalam rangka mengantisipasi beban puncak.
Ultra super critical	:	Teknologi PLTU batubara yang beroperasi pada suhu dan tekanan diatas titik kritis air
Unallocated Project	:	Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya
WKP	:	Wilayah Kerja Pertambangan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

PT PLN (Persero), selanjutnya disebut PLN, sebagai sebuah perusahaan listrik merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek kelistrikan dengan *lead time* panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana pengembangan sistem kelistrikan yang berjangka panjang[1]. Dengan demikian rencana pengembangan sistem kelistrikan 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 melaksanakan sebuah proyek kelistrikan tanpa didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri kelistrikan akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang[2]. Untuk mencapai hal tersebut PLN menyusun sebuah dokumen perencanaan sepuluh tahunan ke depan yang disebut Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik, atau RUPTL.

RUPTL merupakan sebuah pedoman pengembangan sistem kelistrikan di wilayah usaha PLN untuk sepuluh tahun mendatang yang optimal, disusun untuk mencapai tujuan tertentu serta berdasarkan pada kebijakan dan kriteria perencanaan tertentu. Dengan demikian pelaksanaan proyek-proyek kelistrikan di luar RUPTL yang dapat menurunkan efisiensi investasi perusahaan dapat dihindarkan. Selain didorong oleh kebutuhan internal PLN sendiri untuk mempunyai RUPTL, dokumen perencanaan ini juga dibuat oleh PLN untuk memenuhi peraturan dan perundangan yang ada di sekor ketenagalistrikan.

Penyusunan RUPTL 2015-2024 ini untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga

---

[1] Sebagai contoh, diperlukan waktu 8-9 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara kelas 1.000 MW sejak dari rencana awal hingga beroperasi.

[2] Sebuah PLTU batubara diharapkan beroperasi komersial selama 25 – 30 tahun.

Listrik dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2013-2022 setelah memperhatikan adanya keterlambatan beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti pembangkit listrik tenaga panas bumi, beberapa pembangkit listrik tenaga air dan pembangkit listrik tenaga uap batubara, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta atau IPP (*independent power producer*), serta perkembangan lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

Selanjutnya sejalan dengan Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 dimana Pemerintah provinsi (dan juga Pemerintah kabupaten/kota) wajib membuat Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah atau RUKD, maka dalam RUPTL 2015-2024 ini juga terdapat perencanaan sistem kelistrikan per provinsi. Namun demikian proses optimisasi perencanaan tetap dilakukan per sistem kelistrikan apabila telah ada jaringan interkoneksi untuk mengoptimalkan pemanfaatan dan alokasi sumber daya. RUPTL per provinsi tersebut akan bermanfaat untuk memperlihatkan apa yang telah direncanakan oleh PLN pada setiap provinsi.

Dalam RUPTL ini terdapat beberapa proyek pembangkit yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh PLN dan beberapa proyek yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh swasta sebagai IPP. Kebutuhan tambahan kapasitas yang belum *committed* akan disebut sebagai tambahan kapasitas yang belum dialokasikan sebagai proyek PLN atau IPP dan disebut sebagai proyek *unallocated*.

Disamping itu, dimungkinkan juga untuk memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk membangun dan menyediakan listrik untuk pihak swasta yang lain dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, pemberian wilayah usaha, *excess power* dan sebagainya. Regulasi *power wheeling* dan kerjasama antar wilayah usaha akan diatur di dalam peraturan perundangan yang masih disiapkan oleh Pemerintah.

Proyek transmisi dan distribusi pada dasarnya akan dilaksanakan oleh PLN. Namun khusus untuk beberapa ruas transmisi yang menghubungkan suatu pembangkit IPP ke jaringan terdekat dapat dibangun oleh pengembang IPP.

Sesuai dengan regulasi yang ada, RUPTL akan selalu dievaluasi secara berkala untuk disesuaikan dengan perubahan beberapa parameter kunci yang menjadi dasar penyusunan rencana pengembangan sistem kelistrikan. Dengan demikian RUPTL selalu dapat menyajikan rencana pengembangan sistem yang mutakhir dan dapat dijadikan sebagai pedoman implementasi proyek-proyek kelistrikan.

1.2. LANDASAN HUKUM

1. Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan.
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014, khususnya pasal berikut:
    a. Pasal 8 ayat (1) Usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum dilaksanakan sesuai Rencana Umum Ketenagalistrikan dan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.
    b. Pasal 14 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 13 ayat (6), disusun oleh pemohon dengan memperhatikan Rencana Umum Ketenagalistrikan.
    c. Pasal 16 ayat (1) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 15 ayat (3) dievaluasi secara berkala setiap satu tahun oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik.
    d. Pasal 16 ayat (2) Dalam hal berdasarkan hasil evaluasi sebagaimana dimaksud pada ayat (1) diperlukan perubahan, pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik mengajukan rencana usaha penyediaan tenaga listrik yang telah diubah kepada Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai dengan kewenangannya untuk memperoleh pengesahan.
3. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero).

1.3. VISI DAN MISI PERUSAHAAN

Pada Anggaran Dasar PLN tahun 2008 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 tujuan dan lapangan usaha PLN 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.”

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.

Selain visi tersebut, PLN mencanangkan program PLN Peduli yang bertujuan terwujudnya keharmonisan hubungan PT PLN (Persero) dengan masyarakat sehingga akan menunjang keberhasilan kegiatan PT PLN (Persero) dalam menyediakan tenaga listrik bagi masyarakat.

Perwujudan PLN Peduli dituangkan dalam beberapa program berkesinambungan yang meliputi:

- Membantu pengembangan kemampuan masyarakat agar dapat berperan dalam pembangunan
- Berperan aktif dalam meningkatkan kualitas hidup masyarakat dengan jalan program *Community Empowering*
- Berperan aktif dalam mencerdaskan masyarakat melalui pendidikan
- Berperan aktif dalam mendorong tersedianya tenaga listrik untuk meningkatkan kualitas hidup dengan jalan penggunaan listrik pada siang hari untuk Industri Rumah Tangga dan pengembangan desa mandiri energi.
- Berperan aktif dalam menjaga kesinambungan lingkungan melalui pelestarian alam.

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, lebih terencana dan berwawasan lingkungan, 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, pemanfaatan energi baru dan terbarukan, peningkatan efisiensi dan kinerja sistem kelistrikan sejak dari tahap perencanaan yang meliputi:

- Tercapainya pemenuhan kebutuhan kapasitas dan energi listrik setiap tahun dengan tingkat keandalan[3] yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran bahan bakar (*fuel-mix*) yang lebih baik untuk menurunkan Biaya Pokok Penyediaan yang dicerminkan oleh pengurangan penggunaan bahan bakar minyak.
- Tercapainya pemanfaatan energi baru dan terbarukan terutama panas bumi sesuai dengan program Pemerintah, dan juga energi terbarukan lain seperti tenaga air.
- Tercapainya rasio elektrifikasi yang digariskan oleh RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin baik.

1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2015-2024 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- Draft RUKN 2010-2029 dan draft RUKN 2015-2034 digunakan sebagai pertimbangan, 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

[3] Tingkat keandalan dicerminkan oleh tersedianya cadangan atau *reserve margin*.

prakiraan kebutuhan tenaga listrik serta target rasio elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan penduduk menggunakan data Proyeksi Pertumbuhan Penduduk Indonesia 2010-2035 dari Bappenas-BPS. Sedangkan untuk proyeksi jumlah rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS.

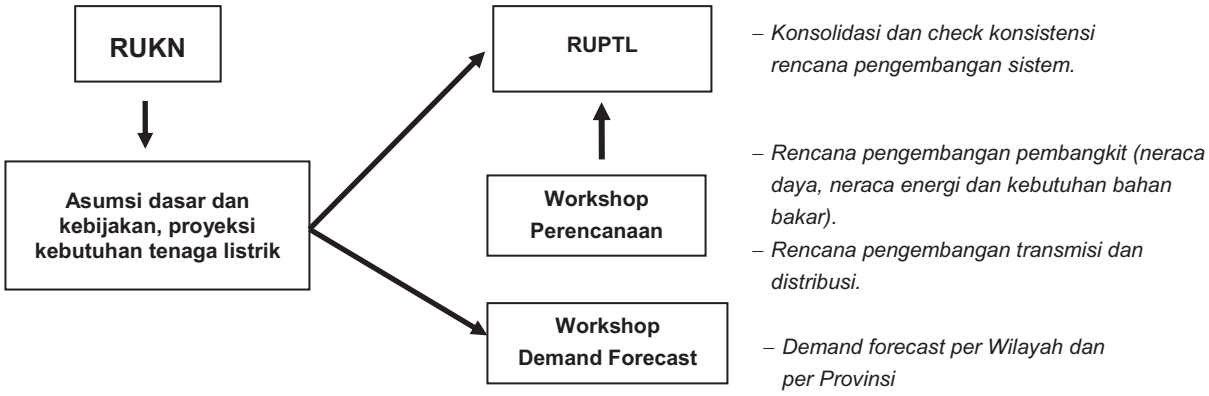
- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, misalnya asumsi pertumbuhan ekonomi pada draft RPJMN 2015-2019 dan pengembangan EBT yang semakin besar.
- Dilakukan evaluasi terhadap asumsi dasar tersebut dan realisasinya dalam RUPTL periode sebelumnya dalam Forum Perencanaan, yaitu sebuah forum pertemuan antara Unit-Unit Bisnis PLN dan PLN Kantor Pusat untuk membahas dan menyepakati parameter kunci untuk menyusun prakiraan pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik.
- Dengan memperhatikan asumsi-asumsi dasar, terutama pertumbuhan ekonomi, selanjutnya disusun prakiraan beban (*demand forecast*), rencana pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem kelistrikan yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh Unit-unit Bisnis dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing. *Demand forecast*, perencanaan GI dan perencanaan distribusi dibuat oleh PLN Distribusi/ Wilayah. Perencanaan transmisi dibuat oleh PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (PLN P3B) atau oleh PLN Wilayah yang mengelola transmisi. Rencana pembangkitan dilakukan oleh PLN Kantor Pusat dengan memperhatikan masukan dari Unit-unit PLN.
- Penyusunan *demand forecast* oleh PLN Wilayah/Distribusi dibuat dengan metoda regresi-ekonometrik menggunakan data historis penjualan energi listrik, pertumbuhan ekonomi, jumlah penduduk, daya tersambung dan jumlah pelanggan. Selanjutnya dengan memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi dan populasi, dibentuk model persamaan regresi yang valid.
- Workshop perencanaan yang melibatkan Unit-Unit Bisnis PLN dan PLN Kantor Pusat dilaksanakan minimal 1 kali dalam setahun, dimaksudkan untuk memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*, *capacity balance* dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit

sistem isolated yang dihasilkan oleh Unit-unit Bisnis PLN. Pada workshop perencanaan juga dilakukan verifikasi jadwal COD[4] proyek-proyek pembangkit PLN dan IPP, estimasi pasokan gas alam dan LNG/CNG, serta kebutuhan dan program pembangkit sewa untuk mengatasi kekurangan tenaga listrik jangka pendek.

- Konsolidasi produk perencanaan sistem dalam seluruh wilayah usaha PLN menjadi draft RUPTL dan pengusulan pengesahan RUPTL oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh PLN Kantor Pusat. RUPTL ini selanjutnya akan menjadi referensi untuk pembuatan Rencana Jangka Panjang Perusahaan (RJPP) lima tahunan, serta menjadi pedoman keputusan investasi tahunan PLN dalam Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP).

Proses penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Gambar 1.1.

Pada workshop *demand forecast*, PLN Kantor Pusat dan PLN Distribusi/ Wilayah membahas dan menyepakati asumsi-asumsi dasar untuk pembuatan *demand forecast* di setiap wilayah, dilanjutkan dengan menyusun *demand forecast* secara agregat, namun belum dibuat secara spasial . Berbekal hasil kerja pada *workshop demand forecast* tersebut, setiap unit PLN Distribusi/Wilayah kembali ke tempat masing-masing dan membuat *capacity balance* atau penjabaran *demand forecast* secara spasial untuk memperkirakan kenaikan pembebanan setiap gardu induk dan sinyal penambahan trafo atau gardu induk baru.



Gambar 1. 1 Proses Penyusunan RUPTL

[4] COD atau commercial operation date adalah tanggal beroperasinya sebuah proyek kelistrikan secara komersial.

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

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	S	S	S	S		P, E*)
Perencanaan Transmisi	E	E	E			P,E
Perencanaan Distribusi			E		E	P
Perencanaan GI	E	E	E		E	P,E
Perencanaan Pembangkitan Isolated			E		E	P,E
Konsolidasi						E

Keterangan:
E: Pelaksana (*Executor); P:* Pembinaan (*Parenting); U:* Pengguna (*User); S:* Pendukung (*Supporting),*) untuk Sistem Besar*

1.6. RUANG LINGKUP DAN WILAYAH USAHA

Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PLN telah ditetapkan oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sesuai Surat Keputusan No. 634-12/20/600.3/2011 tanggal 30 September 2011. Surat keputusan tersebut menetapkan Wilayah Usaha PLN yang meliputi seluruh wilayah Republik Indonesia, kecuali yang ditetapkan oleh Pemerintah sebagai Wilayah Usaha bagi Badan Usaha Milik Negara lainnya, Badan Usaha Milik Daerah, Badan Usaha Swasta atau Koperasi.

Ruang Lingkup RUPTL 2015-2024 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Surat Keputusan Menteri ESDM tersebut, kecuali wilayah usaha PT Pelayanan Listrik Nasional Batam dan PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, walaupun keduanya merupakan anak perusahaan PLN.

RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan kelistrikan di seluruh wilayah Republik Indonesia kecuali wilayah Batam dan Tarakan yang merencanakan pengembangan kelistrikan sendiri. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi tiga wilayah besar yaitu Sumatera, Jawa-Bali dan Indonesia Timur. Selain itu RUPTL ini juga menampilkan rencana pengembangan sistem kelistrikan per provinsi.

Berikut adalah penjelasan mengenai Wilayah Usaha PLN saat ini berdasarkan pembagian dalam penyusunan RUPTL.

Wilayah Sumatera

Wilayah usaha di Sumatera terdiri dari pulau Sumatera serta pulau-pulau disekitarnya seperti Bangka-Belitung, Kepulauan Riau, dan lain-lain kecuali pulau Batam yang masuk wilayah usaha anak perusahaan PLN.

Wilayah ini dilayani oleh PLN Wilayah Aceh, PLN Wilayah Sumatera Utara, PLN Wilayah Sumatera Barat, PLN Wilayah Riau dan Kepri, PLN Wilayah Sumatera Selatan–Jambi–Bengkulu (S2JB), PLN Distribusi Lampung, PLN Wilayah Bangka–Belitung dan PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban (P3B) Sumatera. PLN Wilayah/Distribusi bertanggung jawab mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated. Sementara pengelolaan jaringan transmisi dan GI oleh PLN P3B Sumatera

Pembangkit tenaga listrik milik PLN di pulau Sumatera pada dasarnya dikelola oleh PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Utara dan PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan, kecuali beberapa pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated yang dikelola oleh PLN Wilayah/Distribusi.

Wilayah Indonesia Timur

Wilayah usaha di Indonesia Timur terdiri dari pulau Kalimantan, Sulawesi, kepulauan Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. 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 pulau Kalimantan dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan-Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan

Timur-Utara. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah

Sulawesi

Wilayah usaha di pulau Sulawesi dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah

Nusa Tenggara

Wilayah usaha di Kepulauan Nusa Tenggara dilaksanakan oleh PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat dan PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan dibawah PLN Wilayah.

Maluku dan Papua

Wilayah usaha di Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat. PLN wilayah hanya mengelola pembangkit, jaringan distribusi dan pelanggan. Di wilayah ini belum ada jaringan transmisi yang beroperasi

Wilayah Jawa-Bali

Wilayah usaha Jawa-Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat & Banten, PLN Distribusi Jakarta Raya & Tangerang, PLN Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY), PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan dan pembangkit skala kecil dan isolated. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P3B Jawa-Bali. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati B, PLN Unit Pembangkitan Jawa Bali, PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

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 berisi pendahuluan yang meliputi latar belakang, landasan hukum, visi dan misi perusahaan, tujuan dan sasaran penyusunan RUPTL, proses penyusunan RUPTL dan penanggungjawabnya, ruang lingkup dan wilayah usaha, dan sistematika dokumen RUPTL. Bab II menjelaskan kebijakan umum pengembangan sarana ketenagalistrikan yang meliputi kebijakan-kebijakan pengembangan sistem. Bab III menjelaskan kondisi kelistrikan hingga akhir tahun 2014, Bab IV menjelaskan pengembangan energi baru dan terbarukan, Bab V menjelaskan ketersediaan energi primer. Bab VI menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2015-2024, 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 VII menjelaskan kebutuhan dana investasi dan Bab VIII menjelaskan analisis risiko jangka panjang dan langkah mitigasinya. Bab IX memberikan kesimpulan.

Selanjutnya rencana pengembangan kelistrikan per-provinsi diberikan dalam lampiran-lampiran.

BAB II

KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2015-2024 ini dibuat dengan memperhatikan draft RUKN 2015-2034 serta kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

2.1. KEBIJAKAN PELAYANAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK UNTUK MELAYANI PERTUMBUHAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di seluruh Indonesia secara terus menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang. Dengan demikian PLN pada dasarnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik masyarakat di seluruh wilayah Indonesia.

Penyediaan tenaga listrik dilakukan dengan merencanakan penambahan pembangkit, transmisi dan GI serta distribusi yang tertuang dalam dokumen RUPTL. Dalam jangka pendek dimana kapasitas pembangkit PLN masih terbatas karena proyek-proyek pembangkit belum sepenuhnya selesai, PLN akan memenuhi permintaan tenaga listrik dengan menyediakan *mobile power plant* (MPP) sebagai solusi sementara. Pada tahun-tahun berikutnya dimana penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi diharapkan telah selesai[5] dan *reserve margin* telah mencukupi, maka penjualan akan dipenuhi dengan mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit listrik.

RUPTL ini disusun dengan berdasar pada proyeksi kebutuhan tenaga listrik dalam RUKN 2008-2027 yang telah tiga kali diperbaharui terakhir dengan draft RUKN 2015-2034 yang disusun oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

RUPTL ini juga disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada

---

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

dengan memperhatikan kesiapan pasokan. Pada daerah-daerah tertentu RUPTL ini telah mempertimbangkan permintaan listrik yang tinggi karena pelaksanaan Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara.

Kebijakan lain yang dianut dalam RUPTL 2015-2024 ini adalah belum diperhitungkannya dampak program *demand side management* (DSM) dan program *energy efficiency* dalam membuat prakiraan demand. Kebijakan ini diambil untuk memperoleh perencanaan pembangkitan yang lebih aman, disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik dalam RUPTL ini telah direncanakan cukup tinggi sehingga diperkirakan akan cukup untuk mendukung pertumbuhan ekonomi pada setiap koridor pertumbuhan ekonomi sebagaimana direncanakan dalam Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI).

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 memenuhi kekurangan pasokan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan pasokan yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, terutama energi terbarukan.

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik sejauh mungkin dilakukan secara optimal dengan prinsip biaya penyediaan listrik terendah (*least cost*), dengan tetap memenuhi tingkat keandalan yang wajar dalam industri tenaga listrik. Biaya penyediaan terendah dicapai dengan meminimalkan *net present value* semua biaya penyediaan listrik yang terdiri dari biaya investasi, biaya bahan bakar, biaya operasi dan pemeliharaan, dan biaya *energy not served*[6]. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP)[7] dan cadangan daya (*reserve margin*). Pembangkit sewa

[6] Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik
[7] LOLP dan *reserve margin* akan dijelaskan pada Bab IV.

dan *excess power* tidak diperhitungkan dalam membuat rencana pengembangan kapasitas jangka panjang, namun dalam jangka pendek diperhitungkan untuk menggambarkan upaya PLN dalam mengatasi kondisi krisis kelistrikan.

Namun demikian, sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pengembangan panas bumi dan tenaga air tidak mengikuti kriteria *least cost*, sehingga dalam proses perencanaan mereka diperlakukan sebagai *fixed plant*[8]. Walaupun demikian, pengembangan pembangkit panas bumi dan tenaga air tetap memperhatikan keseimbangan *supply–demand* dan besar cadangan yang tidak berlebihan, serta status kesiapan pengembangannya.

Kebijakan dalam hal besarnya cadangan daya diambil dengan mengacu kepada kecukupan pemenuhan tenaga listrik sesuai kriteria perencanaan. Kebutuhan cadangan daya yang wajar dilihat dari kemampuan pembangkit-pembangkit memasok tenaga listrik secara terus-menerus sesuai kriteria perencanaan. Dengan nilai cadangan daya tertentu, pembangkit-pembangkit di suatu sistem mampu memasok tenaga listrik secara terus-menerus.

PLN mempunyai kebijakan untuk membolehkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan sebagai berikut:

- Pada beberapa daerah yang merupakan sumber utama energi primer nasional maupun yang memiliki potensi mineral yang signifikan namun telah lama kekurangan pasokan tenaga listrik, yaitu Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan. Kebijakan ini diambil dengan pertimbangan pelaksanaan proyek-proyek pembangkit di Kalimantan, Sulawesi dan Sumatera seringkali mengalami keterlambatan, pembangkit *existing* telah mengalami *derating* yang cukup besar dan adanya keyakinan bahwa tersedianya tenaga listrik yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya demand listrik yang jauh lebih cepat[9].
- Apabila terdapat penugasan dari Pemerintah untuk mempercepat pembangunan pembangkit.

---

[8] Fixed plant adalah kandidat pembangkit yang langsung dijadwalkan pada tahun tertentu tanpa menjalani proses optimisasi keekonomian.

[9] PLN meyakini bahwa demand listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman merupakan demand yang tertekan (suppressed demand) dan tidak dapat diproyeksi hanya dengan metoda regresi berdasar data historis.

- Untuk mengantisipasi adanya kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.

Berkaitan dengan kebijakan tersebut, PLN akan memonitor progres implementasi proyek pembangkit dari tahun ke tahun. Apabila progres fisik proyek pembangkit berjalan baik atau dapat diselesaikan lebih awal, maka PLN akan mengimbanginya dengan mitigasi tertentu. Mitigasi tersebut misalnya pemasaran agresif untuk menyeimbangkan penjualan dengan pasokan maupun memastikan interkoneksi dengan sistem kelistrikan lain sehingga dapat dilakukan *power exchange*.

Pemilihan lokasi pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan ketersediaan sumber energi primer setempat atau kemudahan pasokan energi primer, kedekatan dengan pusat beban, prinsip *regional balance*¸ topologi jaringan transmisi yang dikehendaki, kendala pada sistem transmisi[10], dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial[11]. Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL merupakan indikasi lokasi yang masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan.

Pemenuhan kebutuhan beban puncak sistem besar dengan pembangkit berbahan bakar BBM tidak direncanakan lagi. Untuk selanjutnya PLN hanya merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti *pumped storage*, PLTA peaking dengan *reservoir*.

BBM hanya direncanakan sebagai buffer untuk mempercepat ketersediaan daya sebelum tersedianya energi primer lebih ekonomis.

Proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas. Dalam hal tidak tersedia pasokan gas lapangan, maka PLTGU sebagai pembangkit medium (pemikul beban menengah) menjadi tidak dapat direncanakan. Konsekuensinya sebagian pembangkit beban dasar, yaitu PLTU batubara, dapat dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan capacity factor yang relatif rendah, walaupun

[10] Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.
[11] Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

untuk fungsi tersebut PLTU batubara perlu dibantu oleh pembangkit jenis lain yang mempunyai *ramping rate*[12] tinggi seperti PLTG dan PLTA Bendungan.

Penyelesaian kekurangan pasokan listrik jangka pendek dilakukan melalui pengembangan *mobile power plant* (MPP) yang bisa dibangun dalam waktu relatif cepat dan sifatnya yang *mobile*. Tipe MPP yang bisa dikembangkan meliputi *barge mounted*, *truck mounted* dan *container*. Pengembangan MPP juga difungsikan untuk mengurangi ketergantungan pada mesin sewa. Untuk fleksibiltas dalam hal bahan bakar, MPP direncanakan menggunakan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

Untuk pengembangan kelistrikan di sistem kelistrikan yang isolated dan di pulau-pulau kecil masih diperlukan pembangkit berbahan bakar minyak. Secara jangka panjang perlu kajian penggunaan teknologi yang memungkinkan untuk mengganti bahan bakar minyak menjadi bahan bakar yang lebih efisien misalnya LNG, biomassa dan batubara. Teknologi yang potensial untuk mengganti hal tersebut di atas antara lain pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD) dengan bakar bakar biomassa dan batubara, PLTMG, PLTD dual fuel serta pembangkit energi terbarukan yang di-*hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali, PLN telah merencanakan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical*[13] untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO2 yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah ukuran sistem Jawa Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Secara umum pemilihan lokasi pembangkit diupayakan untuk 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 transfer daya dari region lain melalui saluran transmisi interkoneksi. Dengan prinsip ini, kebutuhan transmisi interkoneksi antar region akan minimal.

---

[12] Ramping rate adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah outputnya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

[13] PLTU *ultra super critical* merupakan jenis *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial. Jenis CCT lainnya, yaitu *Integrated Gassification Combined Cycle* (IGCC) diperkirakan baru akan matang secara komersial setelah tahun 2024.

Namun demikian kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi 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 energi listriknya ke pulau Jawa melalui transmisi arus searah tegangan tinggi (*high voltage direct current transmission* atau HVDC)[14]. Situasi yang sama juga terjadi di sistem Sumatera, dimana sumber daya energi (batubara, panas bumi dan gas) lebih banyak tersedia di Sumbagsel, sehingga di wilayah ini banyak direncanakan PLTU batubara dan PLTP yang sebagian energinya akan ditransfer ke Sumbagut melalui sistem transmisi tegangan ekstra tinggi.

Kepemilikan proyek-proyek pembangkitan yang direncanakan dalam RUPTL disesuaikan dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, PLN tidak dapat secara sendirian membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP) maupun pihak ketiga non-IPP dengan model bisnis tertentu seperti *power wheeling*, kerjasama *excess power*, penetapan wilayah usaha tersendiri dan sebagainya.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi *smelter* dan kawasan industri baru dimana PLN belum mampu memenuhi kebutuhan listriknya, pengembang *smelter* atau kawasan industri tersebut dapat membangun pembangkit sendiri atau memanfaatkan pembangkit yang dimiliki oleh pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) lain dan memanfaatkan jaringan transmisi atau distribusi milik PLN atau pemegang IUPTL lain melalui skema *power wheeling,* dengan tetap memperhatikan kemampuan transmisi atau distribusi tersebut.

Berikut ini kebijakan PLN dalam mengalokasikan kepemilikan proyek kelistrikan:

- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek PLN apabila telah mendapat indikasi pendanaan dari APLN maupun *lender*, telah mempunyai

[14] Persyaratan untuk melaksanakan proyek interkoneksi Sumatera – Jawa ini adalah kebutuhan listrik di seluruh wilayah Sumatera telah terpenuhi dengan cukup.

kontrak EPC/penunjukan pemenang lelang EPC, atau ditugaskan oleh Pemerintah untuk melaksanakan sebuah proyek pembangkit.

- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek IPP apabila PLN telah menandatangani PPA/*Letter of Intent*, PLN telah menyampaikan usulan kepada Pemerintah bahwa suatu proyek dikerjakan oleh IPP, atau pengembang swasta telah memperoleh IUPTL dari Pemerintah.
- Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi off-taker sepenuhnya, dimasukkan dalam kelompok proyek "*unallocated*".
- Berdasarkan UU No. 30/2009 tentang Ketenagalistrikan menyatakan bahwa BUMN diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, namun demikian terbuka peluang bagi BUMD, badan usaha swasta atau koperasi. Dalam RUPTL ini, peluang tersebut terbuka untuk proyek *unallocated*. Dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek *unallocated* tersebut, maka Pemerintah wajib menugasi BUMN untuk melaksanakannya.
- PLTP: Sesuai dengan peraturan dan perundangan di sektor panas bumi, pengembangan PLTP pada umumnya didorong untuk dikembangkan oleh swasta dengan proses pemenangan WKP melalui tender sebagai *total project* [15]. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina berdasar regulasi terdahulu, Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP [16]. Beberapa WKP PLTP di Indonesia Timur yang dimiliki PLN akan dikembangkan sepenuhnya sebagai proyek PLN. Disamping itu, pengembangan PLTP yang baru baik oleh PLN maupun IPP tidak boleh mengorbankan pasokan uap untuk PLTP eksisting yang sudah berjalan.

---

[15] Total project PLTP adalah proyek dimana sisi hulu (uap) dan hilir (pembangkit listrik) dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik.

[16] Yaitu Pertamina mengembangkan sisi hulu dan PLN membangun power plant, atau Pertamina mengembangkan PLTP sebagai total project dan PLN membeli listriknya.

2.3. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN TRANSMISI DAN GI

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

Proyek transmisi pada dasarnya dilaksanakan oleh PLN, kecuali beberapa transmisi terkait dengan pembangkit milik IPP yang sesuai kontrak PPA dilaksanakan oleh pengembang IPP dan proyek transmisi yang terkait dengan wilayah usaha lain. Namun demikian, terbuka opsi proyek transmisi untuk juga dapat dilaksanakan oleh swasta dengan skema bisnis tertentu, misalnya *build lease transfer* (BLT)[17], *power wheeling*[18]. *Power wheeling* bertujuan antara lain agar aset jaringan transmisi dan distribusi sebagai salah satu aset bangsa dapat dimanfaatkan secara optimal, peningkatan utilisasi jaringan transmisi atau distribusi sebagai salah satu bentuk efisiensi pada lingkup nasional, mempercepat tambahan kapasitas pembangkit nasional untuk menunjang pertumbuhan ekonomi nasional. Opsi tersebut dibuka atas dasar pertimbangan keterbatasan kemampuan pendanaan investasi PLN dan pertimbangan perusahaan swasta dapat lebih fleksibel dalam hal mengurus perizinan.

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

---

[17] Skema BLT (*build lease transfer*) adalah transmisi dibangun dan didanai oleh swasta, termasuk pembebasan lahan dan perizinan ROW, dan PLN mengoperasikan serta membayar sewa sesuai tarif yang disepakati dan setelah periode waktu tertentu aset transmisi akan ditransfer menjadi milik PLN.

[18] *Power wheeling* pada prinsipnya merupakan pemanfaatan bersama jaringan transmisi oleh pemegang izin usaha penyediaan tenaga listrik lainnya untuk menyalurkan daya dari pembangkit milik pihak tersebut di suatu tempat ke beban khusus pihak tersebut di tempat lain, dengan membayar sewa/biaya transmisi termasuk biaya keandalan.

pada tahap awal di koridor barat Sumatera, sedangkan tegangan 500 kV AC direncanakan di koridor timur Sumatera.

Pembangunan interkoneksi *point-to-point* jarak jauh, melalui laut dan berkapasitas besar memerlukan teknologi transmisi daya arus searah (HVDC). Kebijakan PLN dalam memilih tegangan transmisi HVDC adalah mengadopsi tegangan yang banyak digunakan di negara lain, yaitu 500 kV DC.

Demikian juga untuk kondisi di Sulawesi, dimana letak sumber energi primer hidro terbesar terletak disekitar perbatasan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah dan Sulawesi Barat dengan pusat beban yang sangat jauh yaitu di Makassar dan Sulawesi Tenggara. Adanya rencana beberapa proyek PLTA kapasitas besar dilokasi tersebut, akan dibangun jaringan transmisi 275 kV untuk menyalurkan daya dari beberapa PLTA ke pusat beban di Makassar dan Sulawesi Tenggara.

Perencanaan transmisi memerlukan persiapan yang lebih panjang mengingat kebutuhan tanah mencakup wilayah yang luas. Mengingat banyaknya kendala dalam proses pembebasan tanah serta fungsi transmisi sebagai super infrastruktur dari sistem tenaga listrik maka framework perencanaan kapasitas transmisi harus melihat waktu yang lebih panjang dari jangka waktu RUPTL, yaitu sekitar 30 tahun.

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 dengan mempertimbangkan keekonomian biaya pembangunan fasilitas sistem transmisi tegangan tinggi, biaya pembebasan tanah, biaya pembangunan fasilitas sistem distribusi tegangan menengah dan harus disepakati bersama oleh unit pengelola sistem distribusi dan unit pengelola sistem transmisi.

Pemilihan teknologi seperti jenis menara transmisi, penggunaan tiang, jenis saluran (saluran udara, kabel bawah tanah, kabel laut) dan perlengkapannya (pemutus, pengukuran dan proteksi) mempertimbangkan aspek keekonomian jangka panjang, dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik,

dengan memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi dan GI adalah sebagai berikut:

a. Penggunaan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa-Bali
b. Setiap Ibu kota kabupaten yang belum terlayani jaringan tegangan tinggi direncanakan GI-GI baru. Perencanaan GI-GI baru tersebut tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.
c. Peningkatan unit size trafo daya (150/20 kV) menjadi maximum 100 MVA untuk GI Baru di wilayah yang padat dan sulit mendapatkan lokasi GI.
d. Jumlah unit trafo yang dapat dipasang pada suatu GI dibatasi oleh ketersediaan lahan, kapasitas transmisi dan jumlah penyulang *(feeder*) 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.
e. Pengembangan GI baru juga dimaksudkan untuk mendapatkan tegangan yang baik di ujung jaringan tegangan menengah.
f. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA.
g. Trafo IBT GITET (500/150 kV dan 275/150 kV) dapat dipasang hingga 4 unit per GITET.
h. Spare trafo IBT 1 fasa disediakan per lokasi untuk GITET jenis GIS, dan 1 fasa per tipe per provinsi untuk GITET jenis konvensional.
i. Pembangunan gardu induk dengan desain minimalis dapat dilaksanakan untuk melistriki komunitas dengan kebutuhan listrik yang dalam jangka panjang diperkirakan akan tumbuh lambat.

Untuk meningkatkan pelayanan dan mengantisipasi kebutuhan tenaga listrik yang semakin besar di kabupaten- kabupaten yang tersebar dan belum dilayani dari jaringan tegangan tinggi, dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan GI-GI baru di beberapa kabupaten. Perencanaan GI-GI baru tersebut tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

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 SNI atau SPLN yang berlaku.

Dalam RUPTL 2015-2024 ini, telah ada rencana penggunaan transformator 150/20 kV dengan kapasitas 100 MVA pada daerah perkotaan yang padat, sehingga sisi instalasi pada sistem distribusi perlu diantisipasi seperti kapasitas pemutus hubung singkat, penambahan jalur keluar tegangan menengah dari gardu induk dan peralatan lainnya.

Dengan pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM No. 22 tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero), dimana banyak bermunculan pengajuan pembangkit EBT dari pengembang yang terhubung pada sistem distrbusi, maka pengembangan sistem distribusi perlu mengantisipasi dengan memperhatikan pedoman penyambungan pembangkit terdistribusi (*Distribution Generation*) ke jaringan distribusi milik PLN.

2.5. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya diperoleh dari APBN, dan diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah.

Saat ini sebagian pembangunan listrik pedesaan juga dilakukan oleh Pemda melalui pendaan APBD dimana pembangunannya berupa jaringan distribusi berikut pemasangan dan penyambungan listrik gratis bagi masyarakat tidak mampu. Hal ini dilakukan dengan berkoordinasi dengan PLN.

Pengembangan listrik perdesaan telah mempertimbangkan hasil roadmap lisdes 2013-2017 provinsi dan membantu meningkatkan rasio elektrifikasi. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jendral Ketenagalistrikan (DJK) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi menjadi 80% di tahun 2014 dan 99,4% di tahun 2024 dengan melakukan hal hal sebagai berikut :

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau Extension Trafo GI.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya dan pembangkit mikro/mini tenaga air.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusun tersebut belum berlistrik, daerah terpencil dan daerah perbatasan.
- Dimungkinkan pengadaan hybrid PLTS dan hybrid PLTB[19] yang sistemnya terhubung dengan grid PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

2.6. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan, Peraturan Pemerintah No. 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 tahun 2006 tentang

[19] PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah, PLN merencanakan pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) yang meliputi pengembangan panas bumi yang sangat besar, pembangkit tenaga air skala besar, menengah dan kecil, pembangkit tenaga angin (PLTB) skala besar dan kecil serta EBT skala kecil tersebar berupa PLTS, biomassa, biofuel, biogas dan gasifikasi batubara (energi baru). PLN juga mendorong penelitian dan pengembangan EBT lain seperti thermal solar power, arus laut, OTEC (*ocean thermal energy conversion*) dan *fuel cell*.

Kebijakan PLN dalam pengembangan EBT didukung oleh kebijakan Pemerintah sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas. Peraturan tersebut dijabarkan dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014. PLTP dan PLTA dapat masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap, dengan tetap memperhatikan kebutuhan listrik dan adanya rencana pembangkit yang lain.

Pemerintah juga mendukung pengembangan EBT dengan pemberlakuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2014 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero).

Untuk tenaga air, kebijakan ini tidak membatasi PLN untuk merencanakan sebuah proyek PLTA tanpa menganut prinsip *demand driven*[20] demi mencapai

[20] *Demand driven* adalah sebuah pendekatan perencanaan yang mensyaratkan adanya jaminan demand listrik yang cukup untuk menjustifikasi kelayakan sebuah proyek pembangkit.

suatu tujuan khusus tertentu, walaupun hal ini hanya dilakukan secara sangat terbatas dan selektif. Dalam konteks ini PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW[21] untuk melistriki 7 kabupaten baru di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut untuk pengolahan sumber daya alam sejalan dengan tujuan MP3EI di koridor Papua – Maluku.

Khusus mengenai PLTS, PLN mempunyai kebijakan untuk mengembangkan *centralized PV* untuk melistriki banyak komunitas terpencil yang jauh dari grid pada daerah tertinggal, pulau-pulau terdepan yang berbatasan dengan negara tetangga dan pulau-pulau terluar lainnya. Hal ini didorong oleh semangat PLN untuk memberi akses ke tenaga listrik yang lebih cepat kepada masyarakat di daerah terpencil. Lokasi *centralized PV*/PLTS komunal dipilih setelah mempertimbangkan faktor tekno-ekonomi seperti biaya transportasi BBM ke lokasi dan mengoperasikan PV secara hybrid dengan PLTD yang telah ada sehinggga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan, alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan[22] yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

2.7. KEBIJAKAN MITIGASI PERUBAHAN IKLIM

Sesuai misi PLN ”menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan”, dan sejalan dengan komitmen nasional tentang pengurangan emisi Gas Rumah Kaca (GRK), PLN akan melakukan upaya pengurangan emisi GRK dari semua kegiatan ketenagalistrikan.

Kebijakan PLN untuk mitigasi perubahan iklim adalah sebagai berikut.

1. Memprioritaskan pengembangan energi terbarukan

   PLN memprioritaskan pemanfaatan PLTA dan PLTP untuk masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap[23]. Hal ini mengindikasikan bahwa nilai

---

[21] Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

[22] Jam nyala per hari

[23] Kebijakan ini disertai dengan kajian bahwa ada kebutuhan beban dan tetap memperhatikan rencana pembangkit lain

keekonomian PLTP dan PLTA tidak menjadi faktor utama dalam proses pemilihan kandidat pembangkit. Konsekuensi dari kebijakan ini adalah adanya peningkatan biaya investasi PLN, sehingga pemanfaatan insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*) menjadi penting bagi PLN.

PLN telah berpengalaman mengembangkan proyek yang dapat menghasilkan kredit karbon, baik dalam kerangka UNFCCC maupun di luar kerangka UNFCCC. Oleh karena itu kebijakan PLN terkait mitigasi perubahan iklim adalah untuk terus memanfaatkan pendanaan karbon guna mendukung kelayakan ekonomi proyek-proyek rendah karbon, terutama PLTP dan PLTA.

2. Menggunakan teknologi rendah karbon

   Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2024 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya mitigasi emisi GRK yang bersumber dari PLTU. Kebijakan PLN terkait terkait hal ini adalah PLN hanya akan menggunakan boiler *supercritical*, *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara yang akan dikembangkan di pulau Jawa dan teknologi circulating fluidized bed (CFB) boiler di Sumatera dan Indonesia Timur.

3. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*)

   Dengan motif untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG (gas engine). Langkah fuel switching secara langsung juga akan mengurangi emisi GRK karena faktor emisi gas lebih rendah daripada faktor emisi BBM.

4. Efisiensi energi di pusat pembangkit

   Efisiensi termal pembangkit yang mengalami penurunan sejalan dengan umurnya akan mengkonsumsi bahan bakar lebih banyak untuk memproduksi satu kWh listrik. PLN selalu berupaya menjaga efisiensi pembangkitnya untuk meningkatkan efisiensi produksi dan sekaligus menurunkan emisi GRK.

BAB III

KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AKHIR TAHUN 2014

3.1 PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Penjualan tenaga listrik pada lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 7,8% per tahun sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3. 1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

Wilayah	2009	2010	2011	2012	2013	2014*)	Rata-Rata 2009-2013
Indonesia	133,1	145,7	156,3	172,2	185,7	197,3	
Pertumbuhan (%)	4,3	9,4	7,3	10,2	7,8	6,3	7,8
Jawa - Bali	104,1	113,4	120,8	132,1	142,1	149,9	
Pertumbuhan (%)	3,3	8,9	6,5	9,3	7,6	5,5	7,1
Sumatera	17,6	19,7	21,5	24,2	25,8	27,9	
Pertumbuhan (%)	7,2	11,6	9,3	12,6	6,4	8,2	9,4
Kalimantan	4,7	5,1	5,7	6,4	7,0	7,8	
Pertumbuhan (%)	9,7	10,3	10,1	12,9	9,6	11,8	10,5
Sulawesi	4,6	5,1	5,6	6,4	7,3	7,8	
Pertumbuhan (%)	8,8	10,7	11,0	13,7	13,3	7,7	11,5
Maluku, Papua & Nusa Tenggara	2,2	2,4	2,7	3,1	3,6	4,0	
Pertumbuhan (%)	9,7	10,7	13,0	16,1	13,8	11,4	12,7

*) Estimasi Realisasi 2014

Pada Tabel 3.1 dapat dilihat bahwa pertumbuhan rata-rata penjualan listrik di Jawa Bali adalah sebesar 7,1% per tahun. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara.

Rendahnya pertumbuhan penjualan di Jawa Bali pada tahun 2009 disebabkan oleh terjadinya krisis finansial global. Penjualan tenaga listrik pada tahun tersebut hanya tumbuh 3,3%. Pertumbuhan di Jawa pulih kembali dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010. Selanjutnya pada tahun 2012, penjualan tumbuh cukup tinggi akibat program penyambungan pelanggan yang mencapai 3,5 juta pelanggan "go grass" . Selain itu juga karena penyelesaian daftar tunggu yang masih ada di tahun 2011 yang berdampak pada tahun 2012

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,4% per tahun. Pertumbuhan ini tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 5,2% per tahun. Hal ini menyebabkan terjadinya krisis daya yang kronis di banyak daerah. Pada tahun 2010, krisis daya ini diatasi dengan sewa pembangkit.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 10,5% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun. Hal ini menyebabkan pembatasan penjualan listrik dan krisis daya di banyak daerah di Kalimantan.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 11,5% per tahun, sementara penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 2,7% per tahun. Hal ini mengakibatkan krisis penyediaan tenaga listrik yang cukup parah hingga tahun 2009 khususnya untuk daerah di Sulawesi Selatan. Pada tahun 2010, krisis daya ini diatasi dengan sewa pembangkit. Mulai akhir tahun 2012, di Sulawesi Selatan sudah tersedia daya dalam jumlah besar setelah beberapa proyek pembangkit mulai beroperasi. Proyek-proyek tersebut antara lain PLTU IPP Bosowa di Jeneponto, PLTG/U IPP Sengkang dan IPP PLTA Poso.

Hal yang sama juga terjadi di daerah Indonesia Timur lainnya, yaitu Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara. Pada umumnya upaya penyelesaian krisis daya jangka pendek adalah dengan memasukkan sewa pembangkit.
Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat karena daftar tunggu yang tinggi akibat keterbatasan pasokan dan rasio elektrifikasi yang akan terus ditingkatkan.

3.1.1 Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2009–2013 mengalami peningkatan dari 39,9 juta menjadi 53,7 juta atau bertambah rata-rata 3 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 2,8 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 134 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 70 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 1800 pelanggan per tahun. Tabel 3.2 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam 5 tahun terakhir.

Tabel 3. 2 Perkembangan Jumlah Pelanggan [ribu pelanggan]

Jenis Pelanggan	2009	2010	2011	2012	2013	2014*)
Rumah Tangga	36.897	39.109	42.348	45.991	49.887	52.905
Komersial	1.770	1.878	2.019	2.175	2.359	2.536
Publik	1.165	1.148	1.214	1.300	1.402	1.485
Industri	48	48	50	52	55	58
Total	39.880	42.182	45.631	49.519	53.703	56.985

*) Estimasi Realisasi 2014

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[24] dari tahun ke tahun mengalami kenaikan, yaitu dari 65.0% pada tahun 2009 menjadi 80.4% pada tahun 2013.

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

Tabel 3. 3 Perkembangan Rasio Elektrifikasi*) (%)

Wilayah	2009	2010	2011	2012	2013	2014 **)
RE Sumatera	62,7	65,0	71,4	76,2	81,0	84,5
RE Jawa-Bali	67,6	70,5	73,6	78,2	83,2	87,0
RE Indonesi Timur	50,6	52,6	59,0	64,6	70,5	73,9
RE Indonesia	63,5	66,2	70,5	75,3	80,4	84,0

*) Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

**) Estimasi Realisasi 2014

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

- Sumatera: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sekitar 4,2% per tahun.
- Sulawesi: pertumbuhan rasio elektrifikasinya sekitar 4,1% per tahun. Rasio elektrifikasi naik cukup tajam pada tahun 2010 karena adanya pembangkit sewa.
- Jawa Bali: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sekitar 3,0% per tahun.
- Kalimantan: rasio elektrifikasi mengalami kenaikan cukup signifikan sekitar 4,5% per tahun mulai tahun 2010 karena teratasinya masalah pembangkitan dengan adanya beberapa pembangkit sewa.
- Indonesia bagian timur: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan 5,9% per tahun. Kesulitan utama adalah keterbatasan kemampuan pembangkit dan situasi geografis yang tersebar.

[24] Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

3.1.3 Rasio Desa Berlistrik

Desa berlistrik adalah desa yang sudah dialiri listrik oleh pelaku usaha dan atau non pelaku usaha atau telah terpasang jaringan tegangan rendah oleh PIUPTL (Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik). Sedangkan rasio desa berlistrik didefinisikan sebagai perbandingan jumlah desa berlistrik dibagi dengan jumlah desa yang ada. Data desa berlistrik secara nasional pada tahun 2011 sebesar 96% dengan data desa berlistrik sebanyak 75.477 desa dari total 78.609 desa. Data desa berlistrik diperoleh dari data potensi desa (Podes) BPS yang terakhir tahun 2011, yang dikeluarkan berkala setiap 3 tahun.

3.1.4 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 6,2%, dengan *load factor* cenderung meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 7,1% (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[25].

Tabel 3. 4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2009–2014

Deskripsi	Satuan	2009	2010	2011	2012	2013	2014*)
Kapasitas Pembangkit	MW	22.906	23.206	26.664	30.525	32.394	33.499
Daya Mampu	MW	21.784	21.596	23.865	28.722	30.095	31.206
Beban Puncak Bruto	MW	17.835	18.756	20.439	22.067	23.415	25.064
Beban Puncak Netto	MW	17.211	18.100	19.739	21.237	22.567	24.067
Pertumbuhan	%	0,3	5,6	5,2	9,1	7,5	6,6
Faktor Beban	%	77,7	79,5	77,8	78,2	79,1	79,2

*) Estimasi realisasi 2014

Informasi mengenai pertumbuhan beban puncak 5 tahun terakhir untuk sistem kelistrikan di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur tidak dapat disajikan seperti diatas karena sistem kelistrikan di Wilayah tersebut masih terdiri dari beberapa subsistem yang beban puncaknya *non coincident*.

[25] Kebijakan pembatasan beban puncak ditiadakan dengan berlakunya TDL 2010

3.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

Sampai dengan bulan September 2014 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 43.457 MW yang terdiri dari 33.499 MW di sistem Jawa-Bali dan 9.958 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur. Pembangkit sewa tidak termasuk dalam angka tersebut.

3.2.1. Wilayah Sumatera

Kapasitas terpasang pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar di Sumatera s.d. bulan September 2014 adalah 6.116 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.5. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 818 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 6.116 MW, kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami derating[26].

Tabel 3. 5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) s.d Bulan Desember Tahun 2014 [27]

MW

UNIT	PLN								IPP								Jumlah
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLN+IPP
Aceh	-	-	105	-	-	3	-	108	-	15	-	10	-	1	-	26	134
Sumut	-	-	14	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	14
Sumbar	-	-	31	-	-	1	-	32	-	-	-	-	-	9	-	9	41
Riau	-	7	158	-	-	-	-	165	-	5	2	6	-	-	-	13	178
S2JB	-	-	57	-	-	2	-	59	-	13	-	65	-	12	-	90	149
Babel	-	30	89	-	-	-	-	119	-	-	-	-	-	-	13	13	132
Lampung	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Kit Sumbagut	818	710	216	340	-	254	-	2,338	-	-	-	-	-	-	-	-	2,338
Kit Sumbagsel	120	974	241	404	110	610	-	2,459	-	-	-	-	-	-	-	-	2,459
P3B Sumatera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227	-	260	-	180	-	667	667
Total	**938**	**1,721**	**915**	**744**	**110**	**870**	**-**	**5,298**	**-**	**260**	**2**	**341**	**-**	**202**	**13**	**818**	**6,116**

Beban puncak sistem kelistrikan wilayah Sumatera sampai dengan bulan September 2014 mencapai 5.017 MW. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit pada saat ini dan apabila menerapkan kriteria cadangan 35%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 2.000 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN di Wilayah Sumatera telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas pembangkit sewa yang ada di wilayah Sumatera sampai dengan bulan

[26] Daya mampu pembangkit diperkirakan sekitar 75% dari kapasitas terpasang.

[27] Sumber: SILM PT. PLN (Persero).

September 2014 mencapai 1.895 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.6.

Tabel 3. 6 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) s.d Bulan Desember 2014

MW

No	PLN Wilayah	PLTU	PLTD	PLTG/MG	Jumlah
1	Aceh		10		10
2	Sumut		45		45
3	Sumbar		40		40
4	Riau	30	164	22	216
5	S2JB		23		23
6	Babel		100		100
7	Lampung				
8	Kit Sumbagut		582	229	811
9	Kit Sumbagsel		173	477	650
	Jumlah	30	1.137	728	1.895

3.2.2. Wilayah Jawa Bali

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2014 adalah PLTU Pelabuhan Ratu unit 2-3 (2x350 MW), PLTU Tanjung Awar-Awar unit 1(1x350 MW) dan PLTP Patuha (55 MW). Sedangkan pembangkit yang akan beroperasi tahun 2015 adalah PLTU Adipala (660 MW), PLTMG *Peaker* Pesanggaran (200 MW), PLTU Celukan Bawang unit 1-2-3 (380 MW), PLTU Cilacap Ekspansi (614 MW) dan PLTP Karaha Bodas (30 MW) dengan total penambahan kapasitas pembangkit tahun 2014-2015 sebesar 2.990 MW. Penambahan pasokan daya pembangkit tersebut membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem Jawa Bali menjadi total sebesar 35.300 MW pada tahun 2015.

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

Tabel 3. 7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2014[28]

No	Jenis Pembangkit	PLN	IPP	Jumlah	
				MW	%
1	PLTA	2.159	150	2.309	6,9%
2	PLTU	15.020	4.525	19.545	58,3%
3	PLTG	1.978	-	1.978	5,9%
4	PLTGU	7.851	420	8.271	24,7%
5	PLTP	360	740	1.100	3.3%
5	PLTD	296	-	296	0.9%
Jumlah		27.664	5.835	33.499	100.0%

3.2.3. Wilayah Indonesia Timur

Kapasitas terpasang pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar di Indonesia Timur s.d. tahun 2014 adalah sekitar 3.842 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.8. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 980 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 3.842 MW, kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami *derating*.

Tabel 3. 8 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2014

MW

UNIT	PLN								IPP								Jumlah
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG	PLTP	PLTA	EBT Lain	Jumlah	PLN+IPP
Kalbar	-	-	178	34	-	2	-	214	-	-	-	-	-	-	-	-	214
Kalselteng	-	260	216	21	-	30	-	527	-	14	-	-	-	-	-	14	541
Kaltim	60	-	224	154	-	-	-	438	-	95	-	-	-	-	-	95	533
Suluttenggo	-	50	263	-	80	66	1	459	-	50	-	-	-	22	-	72	531
Sulselrabar	-	124	172	123	-	158	2	579	315	200	60	-	-	214	-	789	1.368
Maluku	-	-	175	-	-	-	1	176	-	-	-	-	-	-	-	-	176
Papua	-	-	142	-	-	6	-	148	-	-	-	-	-	-	-	-	148
NTB	-	25	144	-	-	2	1	172	-	-	-	-	-	6	-	6	178
NTT	-	-	136	-	6	5	2	149	-	-	-	-	4	-	-	4	153
JUMLAH	**60**	**459**	**1.650**	**332**	**86**	**268**	**7**	**2.862**	**315**	**359**	**60**	**-**	**4**	**242**	**-**	**980**	**3.842**

Beban puncak sistem kelistrikan Indonesia Timur pada tahun 2014 diperkirakan akan mencapai 4.073 MW. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit dan apabila menerapkan kriteria cadangan 40%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 1.600 MW.

Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN di Indonesia Timur telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas

[28] Estimasi Realisasi Tahun 2014

pembangkit sewa yang ada di Indonesia Timur sampai dengan akhir tahun 2014 akan mencapai 1.745 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.9.

Tabel 3. 9 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) s.d Bulan Desember 2014

No	PLN Wilayah	PLTU	PLTD	PLTG/MG	Jumlah
1	Kalbar	-	286	-	286
2	Kalselteng	-	236	-	236
3	Kaltim	-	174	24	198
4	Suluttenggo	-	210	-	210
5	Sulselrabar	-	314	-	314
6	Maluku	-	119	-	119
7	Papua	-	114	-	114
8	NTB	-	173	-	173
9	NTT	-	95	-	95
	Jumlah	-	1.721	24	1.745

3.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI

3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera

Sistem penyaluran di Wilayah Sumatera dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Sumatera.

Pada Tabel 3.10 diperlihatkan perkembangan kapasitas trafo pada gardu induk di Luar Jawa-Bali selama 5 tahun terakhir. Kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2009 sekitar 5.680 MVA meningkat menjadi 9.396 MVA pada bulan September 2014. Hal ini menunjukkan pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 10,7% per tahun dalam periode tahun 2009-bulan September 2014.

Untuk pengembangan saluran transmisi dapat dilihat pada Tabel 3.11. Menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat rata-rata 4% per tahun dalam kurun waktu tahun 2009-2014, dimana panjang saluran transmisi pada tahun 2009 sekitar 9.769 kms meningkat menjadi 11.299 kms pada bulan September 2014.

Tabel 3. 10 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA) [29]

Region	2009	2010	2011	2012	2013	Sept'14
Sumatera	5,680	6,415	7,020	8,157	8,296	9,396
275/150 kV	160	160	410	410	410	910
150/20 kV	5,170	5,920	6,215	7,352	7,490	8,000
70/20 kV	350	335	395	395	396	486

Tabel 3. 11 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms) [30]

Region	2009	2010	2011	2012	2013	Sept'2014
Sumatera	9,769	9,567	9,802	9,956	10,762	11,299
275 kV	1,011	1,011	1,028	1,028	1,374	1,514
150 kV	8,423	8,224	8,439	8,596	9,069	9,416
70 kV	334	332	334	332	319	369

3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali

Perkembangan kapasitas trafo gardu induk dan sarana penyaluran sistem Jawa Bali untuk 5 tahun terakhir ditunjukkan pada Tabel 3.12 dan Tabel 3.13.

Tabel 3. 12 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali[31]

Level Tegangan	Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
150/20 kV	MVA	27.080	28.440	33.720	37.680	39.764	42.219
70/20 kV	MVA	2.740	2.750	2.727	3.027	2.702	2.762
Jumlah	MVA	29.820	31.190	36.447	40.707	42.466	44.981
Beban Puncak	MW	17.211	18.100	19.739	21.237	22.575	23.900

**) Estimasi Realisasi Tahun 2014*

Tabel 3. 13 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali[32]

Level Tegangan	Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
500 kV	Kms	5.110	5.050	5.052	5.052	5.053	5.055
150 kV	*Kms*	11.970	12.370	12.906	13.100	13.401	13.532
70 kV	Kms	3.610	3.610	3.474	3.239	3.136	3.136

**) Estimasi Realisasi Tahun 2014*

---

[29] Sumber: Statistik PT PLN (Persero) tahun 2013

[30] Sumber: Statistik PT PLN (Persero) tahun 2013

[31] Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2014

[32] Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2014

Dari Tabel 3.13 dapat dilihat bahwa panjang saluran transmisi 70 kV tidak bertambah, bahkan sedikit 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 3.14.

Tabel 3. 14 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali[33]

Level Tegangan	Satuan	2009	2010	2011	2012	2013	2014*
Kit. Sistem 500 kV	MW	12.970	12.970	14.221	17.094	17.094	17.094
Trf. 500/150 kV	MVA	17.500	18.500	21.500	24.000	24.000	26.000
Kit. Sistem 150 kV	MW	10.110	10.410	11.480	13.489	13.694	14.744
Trf. 150/70 kV	MVA	3.820	3.820	3.820	3.820	3.820	4.020
Kit. Sistem 70 kV	MW	270	270	270	270	270	270
Trf. 150/20 kV	MVA	26.330	28.440	29.660	37.680	39.764	42.219
Trf. 70/20 kV	MVA	2.740	2.750	2.750	3.027	2.702	2.762

**) Estimasi Realisasi Tahun 2014*

3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur

Sistem penyaluran di Wilayah Indonesia Timur dalam kurun waktu 5 tahun terakhir menunjukkan perkembangan yang cukup berarti terutama di sistem Kalimantan, Sulawesi, Lombok dan NTT dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan sistem penyaluran di pulau lainnya yaitu Maluku dan Papua masih dalam tahap konstruksi serta belum ada yang beroperasi.

Selama periode tahun 2010-2014, pembangunan transmisi termasuk milik swasta meningkat rata-rata 18% per tahun dengan panjang transmisi pada tahun 2010 sekitar 4.522 kms meningkat menjadi 8.727 kms pada tahun 2014 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 3.15. Sedangkan pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 13,4% per tahun, dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2010 sekitar 3.610 MVA meningkat menjadi 5.978 MVA pada tahun 2014 seperti terlihat pada Tabel 3.16.

[33] Sumber : Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2014

Tabel 3. 15 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)

Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014 *)
Kalimantan						
150 kV	1,429	1.567	1.680	2.477	2.666	3.444
70 kV	123	123	123	123	123	123
Sulawesi						
275 kV	-	-	-	392	392	392
150 kV	1,957	2.304	2.988	3.450	3.464	3.836
70 kV	519	528	528	534	534	534
Nusa Tenggara Barat						
150 kV		-	-	-	94	280
Nusa Tenggara Timur						
70 kV		-	-	-	-	118
Total Indonesia Timur						
275 kV	-	-	-	392	392	392
150 kV1548	3.386	3.871	4.668	5.927	6.224	7.560
70 kV	652	651	651	657	657	775

Tabel 3. 16 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA)

Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014 *)
Kalimantan						
150/70 kV	93	93	93	93	93	93
150/20 kV	1.383	1.453	1.553	1.722	1.847	2.087
70/20 kV	153	187	148	187	187	187
Sulawesi						
275/150 kV	-	-	-	180	180	360
150/70 kV	253	253	313	313	373	433
150/20 kV	1,064	1.104	1.267	1.548	1.578	1.868
70/20 kV	546	560	514	475	620	605
Nusa Tenggara Barat						
150/20 kV	-	-	-	-	30	270
Nusa Tenggara Timur						
70/20 kV	-	-	-	-	-	75
Total Indonesia Timur						
275/150 kV	-	-	-	180	180	360
150/70 kV	346	346	406	406	466	526
150/20 kV	2.447	2.558	2.820	3.270	3.425	3.955
70/20 kV	699	747	662	662	837	1.137

3.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI

Berikut ini diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi pada lima tahun terakhir.

3.4.1. Susut Jaringan Distribusi

Realisasi rugi jaringan distribusi PLN mulai tahun 2009-2014 cenderung berfluktuasi seperti terlihat pada Tabel 3.17.

Tabel 3. 17 Rugi Jaringan Distribusi (%)

Tahun	2009	2010	2011	2012	2013	2014*)
Susut Distribusi	7,93	7,09	7,34	6,96	7,77	8,89

**) Estimasi Realisasi Tahun 2014*

Dari Tabel 3.17 terlihat pada mulai tahun 2012 susut distribusi cenderung naik. Usaha-usaha untuk menurunkan susut distribusi sudah dilakukan dengan fokus penurunan susut non teknis yang meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan. Realisasi penekanan Susut Non Teknis sampai dengan Triwulan III telah mendapatkan 699 GWh.

Pada wilayah Sumatera, realisasi susut distribusi 12,43% diatas target RKAP 8,82%. Dari perhitungan menggunakan formulasi Peraturan Dirjen Ketenagalistrikan susut teknis Sumatera adalah 11,18%. Susut teknis ini jauh diatas target RKAP. Mengingat workplan teknis untuk mengatasi susut teknis tersebut baru dapat dikerjakan fisiknya pada triwulan IV tahun 2014, maka hasil workplan tersebut baru bisa berkontribusi pada tahun 2015.

Pada wilayah Indonesia Timur, realisasi susut distribusi Triwulan III sebesar 10,42% diatas target RKAP 9,11%. Hal merupakan dampak dari kekurangan pasokan tenaga listrik yang menyebabkan dilakukannya *brownout* untuk mengurangi pelanggan padam (mengutamakan pelayanan). Selain itu dampak dari defisit daya menyebabkan banyaknya permohonan pasang baru pelanggan yang tidak dapat terlayanai dan berpotensi menggunakan listrik secara ilegal.

Karena pemasalahan defisit daya diperkirankan masih belum teselesaikan pada triwulan IV, program penurunan susut di wilayah Indonesia Timur pada difokuskan pada penurunan susut non teknis meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan. Perolehan P2TL triwulan III meningkat 41,77% dibandingkan dengan triwulan II (triwulan II sebesar 18,5 GWh dan triwulan III sebesar 26,2 GWh).

3.4.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI[34] jaringan PLN pada 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.18.

Tabel 3. 18 SAIDI dan SAIFI PLN

Tahun	2009	2010	2011	2012	2013	2014*)
SAIDI (jam/pelanggan/tahun)	16,70	7,00	4,71	3,85	5,76	4,97
SAIFI (kali/pelanggan/tahun)	10,78	6,85	4,90	4,22	7,26	5,35

*) Estimasi realisasi 2014

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 PENANGGULANGAN JANGKA PENDEK

Wilayah Sumatera

Upaya jangka pendek yang saat ini dihadapi PLN diprioritaskan pada upaya-upaya sebagai berikut :

(1) Memenuhi daerah-daerah yang kekurangan pasokan listrik termasuk daerah-daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar.

(2) Menyiapkan pembangkit yang dapat dipindah (*Mobile Power Plant*/MPP) dengan bahan bakar gas dengan teknologi pembangkit *dual fuel*.

(3) Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

Pada tahun 2012 sistem kelistrikan Sumatera pada dasarnya mengalami kekurangan pasokan daya. Sistem Sumbagut hampir sepanjang tahun tidak mempunyai cadangan operasi, sering mengalami defisit dan mengoperasikan banyak pembangkit berbahan bakar BBM (lebih dari 65%). Sistem Sumbagselteng memiliki cadangan operasi yang mencukupi sejak masuknya beberapa pembangkit baru berbahan bakar murah seperti PLTU Simpang Belimbing dan PLTG Borang. Namun, hal tersebut masih terkendala oleh batas

[34] SAIDI adalah System Average Interruption Duration Index, SAIFI adalah System Average Interruption Frequency Index

transfer daya pada sistem transmisi eksisting. Gas, batubara dan hidro sudah mengambil peran besar dalam pembangkitan di Sumbagselteng.

Pada tahun 2013 sampai dengan TW III sistem kelistrikan Sumatera, khususnya Sumatera Utara mengalami kondisi defisit yang sangat besar diakibatkan oleh gangguan dan keluarnya pembangkit besar pada saat yang hampir bersamaan dan pembangkit FTP1 yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2013 masih mengalami keterlambatan, seperti PLTU Pangkalan Susu #1,2 dan PLTU Nagan Raya #1,2, di lain pihak realisasi permintaan tenaga listrik tinggi.

Pada tahun 2014, kondisi kelistrikan sistem Sumatera masih defisit terutama di Sumatera Utara, walaupun secara umum sedikit lebih membaik dibandingkan tahun-tahun sebelumnya, hal ini terutama disebabkan oleh karena tambahan pembangkit yang masuk pada tahun 2014 tidak sebanding dengan peningkatan kebutuhan (*demand*).

Kondisi kekurangan pasokan penyediaan tenaga listrik di Sumatera pada dasarnya disebabkan oleh :

(1) Keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP.

(2) Pada beberapa pembangkit eksisting masih mengalami pemadaman baik pemadaman yang direncanakan (pemeliharaan) maupun pemadaman paksa (*forced outage*).

(3) Pertumbuhan permintaan tenaga listrik yang tinggi

Upaya jangka pendek yang perlu dilakukan adalah :

(1) Memenuhi daerah-daerah yang kekurangan pasokan listrik termasuk daerah-daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar.

(2) Menyiapkan pembangkit yang dapat dipindah (*mobile power*) dengan bahan bakar dual fuel (BBM dan gas).

(3) Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

Disamping tindakan-tindakan tersebut yang selama ini telah dilaksanakan oleh PLN, perlu pula dilakukan upaya lain, yaitu :

(1) Pengadaan PLTD untuk memenuhi kebutuhan listrik daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar, Pengadaan PLTD ini diperlukan karena memang tidak ada alternatif lain yang sesuai kecuali PLTD berbahan bakar minyak.

(2) Pengadaan *mobile power* (*barge mounted* atau *truck mounted*) dengan bahan bakar *dual fuel* (BBM dan gas). Mobile power ini sangat diperlukan karena manfaatnya sangat luas , yaitu sebagai berikut :

1. Memenuhi pertumbuhan demand.
2. Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.
3. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
4. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.
5. Memenuhi demand sementara akibat adanya event besar (Nasional atau internasional).

Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2013 dan 2014 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2013 selama periode beban puncak sistem Jawa Bali mengalami 3 kali periode siaga dan 1 kali berada dalam kondisi defisit, dimana salah satu penyebabnya adalah karena tingginya angka FO (*Forced Outage*) dan derating unit pembangkit yakni mencapai 12.5% dari total DMN. Kondisi hidrologi waduk kaskade Citarum pada tahun 2013 masuk kategori basah, dengan realisasi air masuk 147% prakiraan pola normal sehingga mampu beroperasi 125% diatas rencana operasi tahunan.

Transfer listrik dari wilayah Timur/Tengah ke wilayah Barat masih dalam batas termal dan stabilitas, namun pembebanannya dibatasi oleh besarnya eskursi tegangan (tegangan di bawah standar) yang terjadi di beberapa GITET 500 kV di wilayah Barat. Tegangan dibawah standar umumnya terjadi di beberapa GITET 500 kV dan GI 150/70 kV di wilayah DKI Jakarta dan Jawa Barat pada periode beban puncak siang dan umumnya terjadi juga di beberapa GI 150 kV di wilayah Jawa Tengah dan Jawa Timur pada periode beban puncak malam. Terdapat banyak ruas transmisi 150 kV yang pembebanannya telah melampaui kriteria keandalan N-1. Pembebanan sebagian besar trafo IBT 500/150 kV telah

sangat tinggi, diatas 80%, demikian pula halnya dengan pembebanan trafo 150/20 kV. Tidak optimalnya evakuasi daya dari IBT 500/150 kV karena terbatasnya outlet transmisi 150 kV seperti yang terjadi pada IBT Ujungberung dan IBT Tanjungjati. Masuknya kabel laut Jawa-Bali 150 kV sirkit 3 dan 4 pada tahun 2014 menyebabkan meningkatnya pasokan daya dan menurunkan pemakaian BBM di subsistem Bali. Penambahan IBT 500/150 kV dan Pembangkit di sistem Jawa Bali menyebabkan kenaikan level arus hubung singkat, di beberapa GI 150 kV arus hubung singkat telah melebihi *breaking capacity* terpasang.

Wilayah Indonesia Timur

Kondisi kekurangan pasokan penyediaan tenaga listrik di wilayah Indonesia Timur pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP.

Kondisi jangka pendek yang perlu diatasi adalah memenuhi kekurangan pasokan dan menggantikan pembangkit BBM existing yang tidak efisien serta menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal dan meningkatkan kemampuan pasokan untuk daerah perbatasan serta pulau terluar.

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi hal tersebut meliputi sewa pembangkit, pembelian energi listrik dari IPP skala kecil, bermitra/kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, percepatan pembangunan PLTU batubara Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, mempercepat penyelesaian pembangunan saluran transmisi, mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas.

Untuk membantu mengatasi permasalahan pasokan listrik, PLN telah membeli semua potensi *excess power* yang ada, namun jumlahnya masih belum cukup untuk memenuhi kebutuhan, sehingga PLN perlu menambahnya dengan menyewa pembangkit sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.6.

Namun demikian, dalam dua tahun kedepan secara bertahap PLN akan mengurangi pembangkit sewa PLTD tersebut dan mengganti dengan pembangkit baru bersifat *mobile* (*mobile power plant*) yang dapat dipindahkan secara cepat ke tempat lain yang lebih membutuhkan serta dapat dioperasikan dengan bahan bakar gas/LNG. *Mobile power plant* (MPP) tersebut diadakan untuk memenuhi kebutuhan sebagai berikut:

(i) memenuhi kekurangan pasokan listrik dalam waktu cepat dan bersifat sementara sebelum pembangkit utama non-BBM beroperasi.

(ii) Menggantikan pembangkit BBM sewa dan existing yang tidak efisien karena mempunyai *sfc* (*specific fuel consumption*) lebih baik.

(iii) Menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya EBT lainnya.

Teknologi *mobile power plant* ini dapat berupa *barge mounted*, *truck mounted* atau *container*, bergantung pada kondisi dan situasi sistem setempat.

Sistem Kecil Tersebar

Untuk pengembangan sistem kecil tersebar dalam jangka pendek, PLN akan memasang beberapa PLTD BBM skala kecil untuk memenuhi kebutuhan beban di daerah perbatasan dengan negara tetangga dan pulau terluar yang tidak terdapat atau sangat terbatas potensi energi terbarukan. Rincian pengembangan dapat dilihat pada sub-bab 6.11.

3.6 PENANGGULANGAN JANGKA MENENGAH TAHUN 2015-2019

3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Sumatera adalah sebagai berikut.

Pembangkitan

Menyelesaikan pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan total kapasitas 9.915 MW dalam kurun waktu tahun 2015-2019, yang terdiri dari PLTP sebesar 790 MW, PLTU Batubara 5.475 MW, PLTA/M 741 MW, PLTG/MG 1.618 MW dan PLTGU 1.280 MW.

Secara khusus berikut ini disebutkan proyek-proyek pembangkit *peaker* dan Load Follower untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan Sumatera :

- PLTMG Arun 200 MW dan PLTGU/MGU Sumbagut-1 250 MW yang keduanya direncanakan beroperasi dengan gas yang akan dipasok dari regasifikasi LNG di Arun.
- PLTMG Sei Gelam 104 MW yang akan dipasok dari gas CNG Sei Gelam sebesar 4,5 bbtud.
- PLTG/MG Riau 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud dan disimpan sebagai CNG.
- PLTG/MG Jambi 100 MW yang diharapkan dapat memperoleh gas dari Jambi Merang dan disimpan sebagai CNG.
- PLTG/MG Lampung 200 MW yang diharapkan akan mendapatkan gas dari beberapa alternatif sumber gas, juga perlu disimpan sebagai CNG.
- PLTGU/MGU Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 masing-masing dengan kapasitas 250 MW akan menggunakan sumber gas Arun.
- PLTGU IPP Riau 250 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit lainnya yang terdapat dalam neraca daya pada Buku Informasi Pendukung RUPTL BAB I.

Untuk mengurangi pembangkit sewa dalam mengatasi kondisi kekurangan pasokan daya, perlu dibangun MPP (*Barge Mounted* atau *Truck Mounted*) dengan total kapasitas 625 MW dengan rincian seperti dalam Tabel 3.19.

Tabel 3. 19 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera

No.	Sistem Kelistrikan	Provinsi	Kapasitas (MW)
1	Sumbagut	Sumut	250
2	Sumbagut	Sumut	100
3	Sumbagteng	Jambi	100
4	Sumbagsel	Lampung	100
5	Nias	Sumut	25
6	Bangka	Bangka	50

Transmisi dan Gardu Induk

- Segera melaksanakan pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV Sumatera dari New Aur Duri – Peranap – Perawang sebagai Back Bone koridor timur Sumatera.

- 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 2014.
- Mempercepat pembangunan gardu induk dan IBT 275/150 kV pada sistem transmisi 275 kV di jalur barat Sumatera (Lahat - Lubuk Linggau - Bangko - Muara Bungo - Kiliranjao) untuk meningkatkan kemampuan transfer daya dari Sistem Sumbagsel ke sistem Sumbagteng.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur timur Sumatera dari New Aur Duri - Betung - Palembang, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-5, Sumsel-7 dan Sumsel-1.
- Segera melaksanakan pembangunan transmisi 275 kV Muara Enim - *double pi incomer* (Lahat - Gumawang) dan Gumawang - Lampung untuk mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-6.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Arun – Langsa – Pangkalan Susu untuk dapat mengevakuasi power dari PLTMG Arun (200 MW) dan PLTGU Sumbagut-2 (250 MW).
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao - Payakumbuh - Padang Sidempuan dan Payakumbuh - Perawang untuk meningkatkan kemampuan transfer daya ke provinsi Sumbar dan Riau.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Simangkok - Galang dan IBT 275/150 kV di Galang untuk evakuasi daya pembangkit besar berbahan bakar murah menuju pusat beban di Medan.
- Mempercepat pembangunan T/L 150 kV Tenayan - Teluk Lembu, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU Tenayan yang diperkirakan dapat beroperasi pada akhir tahun 2015.
- Mempercepat pembangunan GI 150 kV Arun dan transmisi terkait, untuk dapat mengevakuasi *power* dari PLTMG Arun yang diperkirakan dapat beroperasi pada bulan Oktober 2015.
- Mempercepat interkoneksi 150 kV Batam – Bintan melalui kabel laut untuk memenuhi kebutuhan sistem Bintan dan menurunkan biaya produksi di pulau Bintan.

- Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera – Bangka melalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka karena ketidak-pastian penyelesaian proyek PLTU disana, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalam sistem kelistrikan di pulau Bangka. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2017.
- Mempercepat proyek transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar – Serawak agar dapat beroperasi pada akhir tahun 2015 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidakpastian kecukupan daya, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan.

3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali

Upaya-upaya jangka menengah tahun 2015-2019 yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa-Bali meliputi penambahan pembangkit sebesar 19,5 GW, pembangunan GITET 500 kV 30.500 MVA, SUTET 500 kV 2.700 kms, GI 150 kV 32.900 MVA dan transmisi 150 kV 8.600 kms.

<u>Pembangkitan</u>

- Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2015-2017 yang dibawah 30% tidak makin menipis, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit sebagai berikut:
  - Mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU Adipala (660 MW), PLTMG *Peaker* Pesanggaran (200 MW), PLTU Celukan Bawang (380 MW), PLTU Cilacap ekspansi (614 MW), PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (350 MW) dan PLTU Banten (625 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2015/2016.
  - Mempercepat pembangunan PLTGU Muara Tawar Add-on (650 MW), PLTGU Grati Add-on (150 MW), PLTGU *Peaker* Grati (450 MW), PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW), PLTGU/MG *Peaker* Jawa-Bali 1 (400 MW) indikasi lokasi Sunyaragi, PLTGU/MG *Peaker* Jawa-Bali 2 (500 MW) indikasi lokasi Perak, PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 3 (500 MW)

indikasi lokasi di Provinsi Banten dan PLTGU/MG *Peaker* Jawa-Bali 4 (450 MW) indikasi lokasi di Provinsi Jawa Barat, yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2016/2017.

- Untuk menjaga *reserve margin* sesuai kriteria pada tahun 2018-2019, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit sebagai berikut:
  - Mempercepat pembangunan PLTGU *Load Follower* Jawa-1 (2x800 MW) lokasi di Provinsi Jawa Barat dengan koneksi ke GITET Muara Tawar atau GITET Cibatu Baru, PLTGU *Load Follower* Jawa-2 (1x800 MW) lokasi Priok, PLTGU *Load Follower* Jawa-3 (1x800 MW) lokasi Gresik, PLTU Lontar expansi (315 MW), PLTU Jawa-8 (1.000 MW) indikasi lokasi di Provinsi Jawa Tengah dan PLTU Jawa-9 (600 MW) indikasi lokasi di Provinsi Banten, yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2018
  - Mempercepat pembangunan PLTU Indramayu-4 (1.000 MW), PLTA Upper Cisokan (1.040 MW), PLTU Jawa Tengah (2x950 MW), PLTA Jatigede (110 MW), PLTU Jawa-1 (1.000 MW), PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW), PLTU Jawa-5 (2x1.000 MW), PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW), PLTU Jawa-10 (660 MW), PLTU Sumsel-8 (2x600 MW) dan beberapa PLTP (220 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.

<u>Transmisi dan Gardu Induk</u>

- Diperlukan perkuatan SUTET dan GITET 500 kV untuk evakuasi daya dari pembangkit – pembangkit skala besar yang terhubung ke sistem 500 kV sebagai berikut:
  - Mempercepat penyelesaian pembangunan SUTET 500 kV dari PLTU Cilacap – PLTU Adipala – Rawalo/Kesugihan, untuk evakuasi daya dari PLTU Cilacap ekspansi dan PLTU Adipala, diharapkan dapat beroperasi tahun 2015.
  - Mempercepat pembangunan looping SUTET 500 kV Kembangan – Duri Kosambi – Muara Karang – Priok – Muara Tawar dan GITET 500 kV terkaitnya. SUTET ini diperlukan untuk evakuasi daya dari PLTGU Jawa-1, PLTGU Jawa-2 dan PLTU Jawa-12, diharapkan dapat beroperasi tahun 2018

- Mempercepat pelaksanaan rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Baru – Bojanegara - Balaraja, dan pembangunan SUTET 500 kV Balaraja – Kembangan untuk evakuasi daya PLTU Jawa-5, PLTU Jawa-7 dan PLTU Jawa-9, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019
- Mempercepat pembangunan SUTET 500 KV Tanjung Jati B – Tx Ungaran, sirkit ke-2 Tx Ungaran – Pedan, sirkit 2-3 (rekonfigurasi sirkit 1 menjadi 2 sirkit) ruas Mandirancan – Bandung Selatan dan Bandung Selatan – *incomer* (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya PLTU Jawa-1, PLTU Jawa Tengah dan PLTU Jawa-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan SUTET 500 kV PLTU Indramayu – Delta Mas dan GITET baru Delta Mas, untuk evakuasi daya dari PLTU Indramayu-4, diharapkan dapat beroperasi tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan GITET/IBT baru yaitu: GITET Lengkong, GITET Cawang Baru, GITET Cibatu Baru, GITET Tambun, GITET Delta Mas, GITET Cikalong, GITET Ampel, GITET Surabaya Selatan termasuk SUTET Grati – Surabaya Selatan, GITET Pemalang dan beberapa tambahan IBT di GITET eksisting.
- Rekonfigurasi SUTET Muara Tawar – Cibinong – Bekasi – Cawang.

- Penguatan pasokan lainnya terdiri dari beberapa program, yaitu:
  - Mempercepat pembangunan transmisi interkoneksi HVDC 500 kV Sumatera-Jawa untuk menyalurkan daya dari PLTU mulut tambang di Sumsel sebesar 3.000 MW pada tahun 2019.
  - Mempercepat pembangunan Jawa Bali Crossing 500 kV dari PLTU Paiton ke New Antosari (tahun 2018) dan GITET Antosari, untuk memperkuat pasokan ke sistem Bali
  - Mempercepat pembangunan sirkit 3-4 SUTET 500 kV Tx Ungaran – Pemalang – Mandirancan – Indramayu – Delta Mas

3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur

Upaya-upaya mendesak yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada wilayah Indonesia Timur adalah sebagai berikut.

Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1 10.000 MW dan proyek-proyek dalam program FTP2 18.000 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain : Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kaltim 4 (2x100 MW), Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW), Sulut 3 (2x50 MW), Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x100 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW), Lombok Timur (2x25 MW), Lombok 2 (2x50 MW), serta proyek-proyek PLTU skala kecil dan PLTMG tersebar di Indonesia Timur.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Makassar *Peaker* 450 MW, Minahasa *Peaker* 150 MW, Lombok *Peaker* 150 MW, Kalsel *Peaker* 200 MW, Kaltim *Peaker* 100 MW, Kupang *Peaker* 40 MW, Ambon *Peaker*, dan Jayapura *Peaker* 40 MW.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit lainnya yang terdapat didalam neraca daya pada Buku Informasi Pendukung RUPTL BAB II.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar – Serawak agar dapat beroperasi pada tahun 2015 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidakpastian kecukupan daya, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim, transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai, transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun, transmsisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Poso–Palu, interkoneksi 150 kV Sulsel – Sultra, transmisi 150 kV Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol, Tolitoli – Palu dan transmisi 150 kV Jeneponto - Bantaeng.

- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 150 kV Ampenan – Tanjung, Pringgabaya – PLTU Lombok Timur di sistem Lombok serta transmisi 70 kV sistem Sumbawa, Ambon, Flores, Kupang dan sistem Jayapura.

Mempercepat pembangunan transmisi 150 kV terkait proyek pembangkit *peaker* dan PLTU yang dijadwalkan akan beroperasi tahun 2017-2019 serta transmisi 150 kV sistem Halmahera, Seram dan Sumbawa.

BAB IV

PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)

4.1. PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Besarnya potensi energi terbarukan selain *hydro* (skala besar/PLTA) dan panas bumi dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4. 1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan

No	Energi Baru dan Terbarukan	Sumber Daya
1	Panas Bumi	29.164 MWe
2	Hydro	75.000 MWe
3	Biomassa	49.810 Mwe
4	Tenaga Surya	4,80 kWh/m^2/hari
5	Tenaga Angin	3-6 m/s
6	Kelautan	49 GWe

Sumber: Indonesia Energy Outlook 2013 (PUSDATIN KESDM)

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) skala kecil seperti terlihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT Skala Kecil (MW)

No	Pembangkit - EBT	Kapasitas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
1	PLTM/H	MW	67	40	156	172	123	135	272	297	130	150	1.542
2	PLT Surya	MWp	6	20	25	30	35	35	35	40	45	50	321
3	PLT Bayu	MW	-	40	40	40	40	40	50	50	50	50	400
4	PLT Biomass	MW	15	30	40	50	50	50	50	50	50	50	435
5	PLT Kelautan	MW	-	1	1	3	3	5	5	5	5	10	38
6	SPD CPO	MW	-	30	30	40	40	45	45	50	50	55	
7	PTMPD - LCS	MW	-	-	15	20	25	35	35	40	40	40	250
8	PLT Bio-Fuel	Ribu kL	350	500	550	550	600	600	650	700	750	800	6.050
Jumlah		**MW**	**88**	**161**	**307**	**355**	**316**	**345**	**492**	**532**	**370**	**405**	**2.986**

*) Rencana PLTS sd 2015 adalah program 1.000 pulau, sedangkan tahun selanjutnya masih indikasi
**) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

4.2. PANAS BUMI

Terdapat beberapa laporan studi mengenai resource dan reserve tenaga panas bumi di Indonesia yang menyajikan angka-angka yang berbeda. Salah satunya adalah laporan studi oleh WestJEC pada tahun 2007 *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia.* Menurut laporan

tersebut, potensi panas bumi Indonesia yang dapat dieksploitasi adalah 9.000 MW, tersebar di 50 lapangan, dengan potensi minimal 12.000 MW.

Dalam RUPTL ini terdapat rencana untuk mengembangkan banyak proyek PLTP, terutama di Sumatera, Jawa dan beberapa di Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Dalam penugasan Pemerintah kepada PLN untuk mengembangkan pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan, batubara dan gas sesuai Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014[35] terdapat hampir 4000 MW proyek PLTP. Pada kenyataannya proyek PLTP tersebut tidak berjalan lancar seperti yang diharapkan, dan PLN berharap masalah-masalah yang menghambat pengembangan panas bumi dapat segera diatasi.

4.3. TENAGA AIR

Potensi tenaga air di Indonesia menurut Hydro Power Potential Study (HPPS) pada tahun 1983 adalah 75.000 MW, dan angka ini diulang kembali pada Hydro power inventory study pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani screening lebih lanjut[36] adalah 26.321 MW, yang terdiri dari proyek yang sudah beroperasi (4.338 MW), proyek yang sudah direncanakan dan sedang konstruksi (5.956 MW) dan potensi baru (16.027 MW). Dalam laporan studi tahun 2011 tersebut, potensi tenaga air diklasifikasikan dalam 4 kelompok sesuai tingkat kesulitannya, mulai dari tidak begitu sulit hingga sangat sulit. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 4.3.

---

[35] Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau fast track program phase 2 (FTP2).

[36] Screening terhadap aspek ekonomi, sosial dan lingkungan termasuk status kehutanan, serta aspek *demand*.

Tabel 4. 3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development*

NO	NAMA	TIPE	PROVINSI	KAP. (MW)
1	Peusangan 1-2	ROR	Aceh	86
2	Jambo Papeun-3	ROR	Aceh	25
3	Kluet-1	ROR	Aceh	41
4	Meulaboh-5	ROR	Aceh	43
5	Peusangan-4	ROR	Aceh	31
6	Kluet-3	ROR	Aceh	24
7	Sibubung-1	ROR	Aceh	32
8	Seunangan-3	ROR	Aceh	31
9	Teunom-1	RES	Aceh	24
10	Woyla-2	RES	Aceh	242
11	Ramasan-1	RES	Aceh	119
12	Teripa-4	RES	Aceh	185
13	Teunom-3	RES	Aceh	102
14	Tampur-1	RES	Aceh	330
15	Teunom-2	RES	Aceh	230
16	Padang Guci-2	ROR	Bengkulu	21
17	Warsamson	RES	Irian Jaya	49
18	Jatigede	RES	Jabar	175
19	Upper Cisokan-PS	PST	Jabar	1000
20	Matenggeng	PST	Jabar	887
21	Merangin-2	ROR	Jambi	350
22	Merangin-5	RES	Jambi	24
23	Maung	RES	Jateng	360
24	Kalikonto-2	0	Jatim	62
25	Karangkates Ext.	RES	Jatim	100
26	Grindulu-PS-3	PST	Jatim	1000
27	K. Konto-PS	PST	Jatim	1000
28	Pinoh	RES	Kalbar	198
29	Kelai-2	RES	Kaltim	168
30	Besai-2	ROR	Lampung	44
31	Semung-3	ROR	Lampung	21
32	Isal-2	RES	Maluku	60
33	Tina	ROR	Maluku	12
34	Tala	RES	Maluku	54
35	Wai Rantjang	ROR	NTT	11
36	Bakaru (2nd)	ROR	Sulsel	126
37	Poko	RES	Sulsel	233
38	Masuni	RES	Sulsel	400
39	Mong	RES	Sulsel	256
40	Batu	RES	Sulsel	271
41	Poso-2	ROR	Sulteng	133
42	Lariang-6	RES	Sulteng	209
43	Konaweha-3	RES	Sulteng	24
44	Lasolo-4	RES	Sulteng	100
45	Watunohu-1	ROR	Sultra	57
46	Tamboli	ROR	Sultra	26
47	Sawangan	ROR	Sulut	16
48	Poigar-3	ROR	Sulut	14
49	Masang-2	ROR	Sumbar	40
50	Sinamar-2	ROR	Sumbar	26
51	Sinamar-1	ROR	Sumbar	37
52	Anai-1	ROR	Sumbar	19
53	Batang Hari-4	RES	Sumbar	216
54	Kuantan-2	RES	Sumbar	272
55	Endikat-2	ROR	Sumsel	22
56	Asahan 3	ROR	Sumut	174
57	Asahan 4-5	RES	Sumut	60
58	Simanggo-2	ROR	Sumut	59
59	Kumbih-3	ROR	Sumut	42
60	Sibundong-4	ROR	Sumut	32
61	Bila-2	ROR	Sumut	42
62	Raisan-1	ROR	Sumut	26
63	Toru-2	ROR	Sumut	34
64	Ordi-5	ROR	Sumut	27
65	Ordi-3	ROR	Sumut	18
66	Siria	ROR	Sumut	17
67	Lake Toba	PST	Sumut	400
68	Toru-3	RES	Sumut	228
69	Lawe Mamas	ROR	Aceh	50
70	Simpang Aur	ROR	Bengkulu	29
71	Rajamandala	ROR	Jabar	58
72	Cibareno-1	ROR	Jabar	18
73	Mala-2	ROR	Maluku	30
74	Malea	ROR	Sulsel	182
75	Bonto Batu	ROR	Sulsel	100
76	Karama-1	RES	Sulsel	800
77	Poso-1	ROR	Sulteng	204
78	Gumanti-1	ROR	Sumbar	16
79	Wampu	ROR	Sumut	84

COD yang dimaksud pada Tabel 4.3 adalah COD tercepat menurut master plan namun dapat diubah sesuai kebutuhan.

PLN bermaksud akan mengembangkan sebagian besar dari potensi tenaga air tersebut sebagai proyek PLN.

Selain daftar tersebut di atas terdapat juga beberapa potensi tenaga air yang perlu kajian lebih lanjut seperti diberikan pada Tabel 4.4.

Tabel 4. 4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Tipe	KAP. (MW)
1	Pahae Julu	Sumut	ROR	2x9
2	Mandoge	Sumut	ROR	3x10
3	Lematang	Sumsel	RES	2x25
4	Musi Kotaagung	Sumsel	ROR	2x13,7
5	Ranau	Bengkulu	ROR	3x21
6	Cimandiri 3	Jabar	RES	110
7	Cipasang	Jabar	RES	400
8	Pade Kembayung	Kalbar	ROR	3x10
9	Muara Juloi	Kalsel	RES	284
10	Tabang	Kaltim	RES	354
11	Boh	Kaltim	RES	9x100
12	Kayan 3	Kaltara	RES	1200
13	Poso 2 Peaking	Sulteng	ROR	180
14	Poso 3	Sulteng	RES	300
15	Palu 3	Sulteng	RES	75
16	La'a	Sulteng	ROR	160
17	Tumbuan	Sulbar	ROR	450
18	Seko 2	Sulsel	ROR	90
19	Batu	Sulsel	RES	200
20	Watupanggantu	NTT	ROR	15

4.4. PLTM/MH

Pengembangan pembangkit mini dan mikro hidro sampai dengan 10 MW, termasuk yang belum tercantum dalam RUPTL, diharapkan dapat tumbuh dengan cepat mengingat regulasi mengenai pengembangan PLTMH ini sudah sangat mendukung. Hal-hal yang masih memerlukan perbaikan antara lain adanya tumpang-tindih perizinan dalam satu daerah aliran sungai serta adanya pengembangan PLTM/MH yang menghambat pengembangan PLTA yang lebih besar.

4.5. PLTS

Program PLTS 1000 pulau/lokasi adalah program pengembangan energi surya dengan teknologi fotovoltaik oleh PLN disiapkan melalui program pembangunan PLTS di lokasi/pulau yang memiliki kendala ekspansi/akses jaringan dan kesulitan transportasi. Lokasi ini pada umumnya berada di wilayah/pulau kecil yang terluar maupun yang terisolasi.

PLTS ini akan dikembangkan berupa PLTS terpusat/terkonsentrasi (skala utilitas) dengan mode hybrid dengan kapasitas diberikan pada Tabel 4.2. Komponen pembangkit PLTS hybrid disesuaikan dengan potensi energi primer dimasing-masing lokasi dan mempertimbangkan sebaran penduduk pada geografi yang sangat luas dan sulitnya menjangkau daerah terpencil. Dengan mode hybrid diharapkan sistem dapat beroperasi secara optimum. Konfigurasi hybrid tidak saja direncanakan pada lokasi-lokasi yang baru akan berlistrik, tetapi juga menempatkan dan mengoperasikan PLTS bersama-sama dengan PLTD dan atau jenis pembangkit lain pada lokasi yang sudah memiliki listrik (PLTD) dalam suatu mode hybrid.

Pengembangan PLTS tersebut dimaksudkan untuk melistriki (meningkatkan rasio elektrifikasi) daerah terpencil secepatnya, mencegah penambahan penggunaan BBM secara proporsional akibat penambahan beban kalau seandainya dilayani dengan diesel, dan menurunkan BPP pada daerah tertentu yang ongkos angkut BBM sangat mahal, seperti daerah sekitar puncak pegunungan Jayawijaya Papua.

Disamping itu dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik akan mempercepat pengembangan PLTS dengan melibatkan pengembang swasta.

4.6. BIOMASSA

Pemerintah mendorong pengembangan biomassa dan biogas dengan terbitnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 27 Tahun 2014 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa dan Pembangkit Listrik Tenaga Biogas oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero). Dalam rangka pengembangan ini, diperlukan kerjasama dengan Pemerintah daerah untuk menyediakan lahan serta regulasi mengenai harga bahan bakar biomassa jangka panjang.

Pengembangan pembangkit biomassa memerlukan kepastian dalam pasokan bahan bakar biomassa. Oleh karena itu sebelum dilakukan pembangunan pembangkit biomassa, pasokan bahan bakar biomassa harus sudah dipastikan mengenai sumbernya maupun harga jangka panjang.

Dalam tahap awal pertumbuhan PLTBiomassa ini, PLN lebih memberi kesempatan kepada swasta untuk menjalin kerjasama dengan pemilik perkebunan. Hal penting lainnya dalam pengolahan energi biomassa menjadi listrik adalah pemahaman tentang teknologi konversi, yang disesuaikan jenis biomassa yang akan digunakan. Meskipun tersedia berbagai jenis teknologi, namun untuk mencapai output energi yang maksimal dari suatu bahan bakar nabati, diperlukan pemahaman yang baik tentang kesesuaian jenis biomassa dan jenis teknologi. PLTBiomassa mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun di daerah isolated atau pulau-pulau kecil yang masih tergantung dengan PLTD. Meskipun jauh dari perkebunan besar, sumber bahan bakar biomassa dapat ditanam di lokasi terpencil tersebut. Penanaman pohon sebagai sumber biomassa, selain bermanfaat sebagai sumber energi, juga berguna untuk memperbaiki kualitas lahan.

4.7. PLT BAYU

Potensi energi angin di Indonesia telah teridentifikasi di beberapa lokasi terutama di wilayah Sulsel, Nusa Tenggara dan Maluku. Beberapa pengembang telah mengusulkan pembangunan PLTB di beberapa lokasi seperti: Sukabumi, Sidrap, Bantul dan Jeneponto. Salah satu hal yang perlu dicermati dalam masuknya PLTB ke sistem adalah stabilitas sistem menerima masuknya unit PLTB.

PLTB yang merupakan pembangkit dengan sumber energi *intermittent*, menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang fluktuatif. Dalam pengoperasiannya, dibutuhkan pembangkit cadangan sebagai pembangkit pendukung untuk mengantisipasi ketika terjadi penurunan kecepatan angin dibawah batasan desain turbin. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTB , terutama skala besar.

4.8. ENERGI KELAUTAN

Perkembangan pembangkit listrik menggunakan energi kelautan masih dalam tahap penelitian. Sampai saat ini belum ada pabrikan teknologi konversi energi laut menjadi listrik yang sudah terbukti kehandalannya untuk beroperasi komersial selama 5 tahun. PLN akan mempertimbangkan pengembangan energi kelautan apabila teknologinya telah matang dan tersedia secara komersial. Energi kelautan yang menarik adalah energi pasang surut, yang mana lebih akurat untuk dapat diprediksi potensi energi yang tersedia.

4.9. *COAL BED METHANE (CBM)*

Reserve gas CBM diperkirakan lebih besar daripada reserve gas konvensional, terutama di South Sumatera Basin (183 TCF) dan Kutai Basin. PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup. Studi yang telah dilakukan oleh PLN bersama Exxon-Mobil mengenai pengembangan CBM di Kalimantan Selatan untuk kelistrikan di Indonesia telah memberikan pemahaman mengenai keekonomian gas CBM ini.

4.10. *COAL SLURRY*

Coal slurry merupakan batubara yang dicairkan melalui proses *upgrading* sehingga lebih ramah lingkungan serta lebih mudah ditransportasikan dan disimpan dalam tangki. *Coal slurry* digunakan untuk pembangkit termal melalui proses pembakaran dengan mekanisme penyemprotan. *Coal slurry* digunakan sebagai pembangkit skala kecil pengganti PLTD untuk beban dasar. PLN sudah membangun pembangkit *pilot project* dengan kapasitas 500 kW di Karawang, Jawa Barat yang disimulasikan seperti pembangkit dan kelistrikan kepulauan.

Pada tahun 2015, PLN merencanakan untuk mengimplementasikan pembangkit dengan bahan bakar *coal slurry* di sistem kecil tersebar terutama di wilayah Papua dan Maluku.

4.11. NUKLIR

Kesulitan terbesar dalam merencanakan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital, biaya *radioactive waste management* & *decommisioning* serta biaya terkait *nuclear liability*[37]. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri pada tahun 2006 mengindikasikan biaya investasi 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 berbagai laporan yang lebih baru, biaya pembangunan PLTN pada beberapa negara telah mencapai angka yang jauh lebih tinggi. Dalam *Feasibility Study* PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar $ 6.000/kW.

Dengan semakin mahalnya harga energi fosil dan dengan semakin nyatanya ancaman perubahan iklim global sebagai akibat dari emisi karbon dioksida dari pembakaran batubara atau energi fosil lainnya, sebetulnya telah membuat PLTN menjadi sebuah opsi sumber energi yang sangat menarik untuk ikut berperan dalam memenuhi kebutuhan listrik di masa depan. Apalagi apabila biaya proyek, biaya pengelolaan *waste* dan biaya *decommisioning* telah menjadi semakin jelas.

Disadari bahwa pengambilan keputusan untuk membangun PLTN tidak semata-mata didasarkan pada pertimbangan keekonomian dan *profitability*, namun juga pertimbangan lain seperti aspek politik, Kebijakan Energi Nasional (KEN) menargetkan penggunaan EBT sebesar 23% pada tahun 2025, penerimaan sosial, budaya, perubahan iklim dan perlindungan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

Tingginya investasi awal dan panjangnya waktu implementasi dari pembangunan PLTN memerlukan dukungan Pemerintah dalam jangka panjang agar pembangunan PLTN dapat diselesaikan dengan sempurna dan tepat pada waktunya. Oleh karena itu dalam RUPTL 2015-2024 ini PLTN masih merupakan opsi yang belum dimunculkan sampai adanya program pembangunan PLTN yang diputuskan oleh Pemerintah.

---

[37] Kecelakaan PLTN Fukushima Daichi pada bulan Maret 2011 telah menunjukkan biaya *nuclear liability* penting untuk diperhitungkan.

BAB V
KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER

5.1. BATUBARA

Menurut *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2013* yang diterbitkan oleh Pusdatin Kementerian ESDM pada tahun 2013, sumber daya batubara Indonesia adalah 119,4 miliar ton yang tersebar terutama di Kalimantan (55,8 miliar ton), Sumatera (63,2 miliar ton) dan daerah lainnya (0,4 miliar ton), namun cadangan batubara dilaporkan hanya 29 miliar ton (Kalimantan 16,3 miliar ton, Sumatera 12,7 miliar ton). Karena ketersediaannya yang sangat banyak, maka dalam RUPTL ini diasumsikan bahwa batubara selalu tersedia untuk pembangkit listrik.

Sekitar 22% dari batubara Indonesia berkualitas rendah (*low rank*) dengan kandungan panas kurang dari 5100 kkal/kg, sebagian besar (66%) berkualitas medium (antara 5100 dan 6100 kkal/kg) dan hanya sedikit (12%) yang berkualitas tinggi (6100–7100 kkal/kg). Angka ini dalam *adb* (*ash dried basis*)[38]. Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 386 juta ton pada tahun 2012[39]. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain[40]. Produksi pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan meningkat sejalan dengan meningkatnya kebutuhan domestik dan semakin menariknya pasar batubara internasional. Jika tingkat produksi tahunan adalah 386 juta ton, maka seluruh cadangan batubara Indonesia yang 29 miliar ton diatas akan habis dalam waktu sekitar 75 tahun apabila tidak dilakukan eksplorasi baru. Untuk menjamin

---

[38] Angka calorific value yang sering dipakai oleh PLN dalam rangka desain PLTU adalah menggunakan standar GAR (*gross as received*). Perbedaan antara *adb* dan GAR dapat dihitung sesuai dengan nilai TM (*total moisture*), namun secara rata-rata dapat dikatakan nilai GAR sekitar 1000 s.d 1300 lebih kecil dari *adb*.

[39] Direktorat Jenderal Minerba, Kementerian ESDM

[40] Website Indoanalisis pada tanggal 9 Juni 2012, http://www.indoanalisis.com/2012/06/tren-ekspor-batubara-semakin-tinggi-dan-sulit-di-stop/

pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) yang mewajibkan produsen batubara untuk menjual sebagian produksinya ke pemakai dalam negeri.

PLN pada saat ini telah dapat mengelola pasokan batubara dengan lebih baik dari aspek kecukupan dan kualitas. Harga batubara di pasar internasional yang cenderung turun sepanjang tahun 2012 akibat melemahnya demand batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Dalam RUPTL 2015-2024 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera. Definisi PLTU mulut tambang di sini adalah PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara *low rank* yang tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara *low rank* di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak *tradable*. Dengan definisi seperti itu, harga batubara untuk PLTU mulut tambang diharapkan ditetapkan dengan formula *cost plus*.

PLTU batubara dirancang untuk memikul beban dasar sejalan dengan harga batubara yang relatif rendah dibandingkan harga bahan bakar fosil lainnya. Namun pembakaran batubara menghasilkan emisi karbon dioksida yang menimbulkan efek pemanasan global, disamping menghasilkan polusi partikel dan limbah kimia yang dapat menyebabkan dampak negatif terhadap lingkungan lokal. Dengan demikian pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar batubara memperhatikan dampak lingkungan yang ditimbulkannya. Penggunaan teknologi *ultra-supercritical* pada PLTU menjadi perhatian PLN dalam merencanakan PLTU skala besar di pulau Jawa. Teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) lainnya, yaitu IGCC (*integrated gassification combined cycle*) dan CCS (*carbon capture & storage*) belum direncanakan dalam RUPTL ini karena teknologi ini belum matang secara teknis dan komersial. PLN saat ini melaksanakan studi bersama Bank Dunia mengenai pembangunan PLTU dengan *CCS ready*.

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara, dibuat penugasan penguasaan tambang batubara kepada PT PLN Batubara dan penugasan jasa angkutan batubara ke seluruh PLTU kepada PT Pelayaran Bahtera Adhiguna sebagai Anak Perusahaan PT PLN Persero. Untuk PLTU skala kecil yang lokasinya jauh dari sumber batubara, dibuatkan pola logistik tersendiri yang bertujuan memastikan ketersampaian batubara ke lokasi PLTU tersebut.

5.2. GAS ALAM

Walaupun Indonesia bukan merupakan pemilik cadangan gas alam yang terbesar dalam skala dunia, namun cadangan gas alam di Indonesia cukup besar, yaitu diperkirakan 150,7 TCF[41] yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Timur serta Tangguh di Irian Jaya. Tahun 2012, produksi gas alam sebesar 3,17 TCF. Jika tingkat produksi tahunan adalah 3,17 TCF, maka seluruh cadangan gas alam Indonesia yang 29 miliar ton diatas akan habis dalam waktu sekitar 47 tahun apabila tidak ditemukan cadangan baru. Dari produksi gas alam tersebut, peruntukan untuk sektor kelistrikan sebesar 0,29 TCF. Porsi terbesar produksi gas alam adalah untuk ekspor dalam bentuk LNG sebesar 18,1 juta ton.

Namun pada kenyataannya kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik di Indonesia tidak selalu tercukupi. PLN menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas di beberapa pembangkit skala kecil maupun skala besar. Pasokan gas ke pusat pembangkit PLN pada kenyataannya mengalami penurunan, ketidakpastian bahkan kelangkaan pasokan dalam beberapa tahun terakhir ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Pada Tabel 5.1 dan 5.2 diberikan perkiraan pasokan gas yang tersedia untuk pembangkit PLN di Jawa Bali dan di luar Jawa Bali.

[41] Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2013

Tabel 5. 1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali

bbtud

No	Pembangkit	Pemasok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	**Muara Karang dan Priok**	PHE ONWJ (GSA)	100	100	100							
		PHE ONWJ (potensi tambahan)		70	70	70	70	25	25	25	25	25
		PGN - Priok (GSA-IP)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		PGN - Priok (potensi tambahan)	20	70	70	70	20	20	20	20	20	20
		FSRU PT NR	211	134	134	134	225	225	193	193	91	93
		Jumlah	**361**	**404**	**404**	**304**	**345**	**300**	**268**	**268**	**166**	**168**
2	**Muara Tawar**	PERTAMINA - P Tengah (GSA)										
		PGN (GSA)	79	41	41	41						
		SWAP JOB Jambi Merang	30	30	34	34	34					
		Tambahan dari PHE (Potensi)		25	25	25	25	25	25	25	25	25
		Swap Premier (Potensi)	5									
		Jumlah	**114**	**96**	**100**	**100**	**59**	**25**	**25**	**25**	**25**	**25**
3	**Cilegon**	CNOOC (GSA)	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
		PGN (GSA)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		Jumlah	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**	**110**
4	**Tambaklorok**	PCML	48	116	116	116	116	89	70	70	70	70
		SPP (GSA-IP)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
		Jumlah	**98**	**166**	**166**	**166**	**166**	**139**	**120**	**120**	**120**	**120**
5	**Gresik**	PHE WMO eks Kodeco	100	100	100	100						
		Hess (GSA)	36	36	36	36	36	36	36	36	29	19
		Kangean Energy Indonesia	80	80	80	70	60	60	50	50	40	30
		Media Karya Sentosa	10	10	5	10						
		Petronas-Bukit Tua (Potensi)	12	43	51	19	9	-	-	-	-	-
		Santos Lapongan Peluang	18									
		SCI (Isar Gas-Ex KEI)	25	20	20	35						
		Husky Lap MDA-MBH (Potensi*)	-	-	35	35	35	35	35	35	35	35
		Husky Lap MDK (Potensi*)	-	-	-	24	24	24	24	24	-	-
		Jumlah	**281**	**289**	**327**	**329**	**164**	**155**	**145**	**145**	**104**	**84**
6	**Grati**	Santos Oyong (GSA-IP)	20									
		Santos Wortel (GSA-IP)	26	13	3	3						
		Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP)	17	17	17							
		Pasuruan Migas (GSA-IP)	3	3	3							
		Parnaraya - Husky (GSA-IP)	-	-	40	40	40	40	40	40	40	40
		Santos Lapangan peluang	25	25	25	-						
		Jumlah	**91**	**58**	**88**	**43**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**	**40**
7	**Pesanggaran**	LNG Sengkang (Potensi)			40	40	40	30	-	-	-	-
		Jumlah	**-**	**-**	**40**	**40**	**40**	**30**	**-**	**-**	**-**	**-**
	Jumlah Rencana Pasokan Gas di Jawa-Bali		**1,056**	**1,123**	**1,235**	**1,092**	**924**	**799**	**708**	**708**	**565**	**547**

Disamping cadangan gas lapangan terus mengalami *depletion*, PLN juga menghadapi kesulitan dalam memperoleh akses ke sumber-sumber gas alam yang besar, karena sumber-sumber gas yang besar tersebut pada umumnya telah terikat dengan kontrak jangka panjang dengan pembeli luar negeri. Namun demikian PLN terus berupaya untuk memperoleh pasokan gas dari sumber-sumber tersebut dan mulai menunjukkan hasil. Sebagai contoh, PLN telah memperoleh pasokan LNG dari lapangan Bontang untuk FSRU Jakarta yang memasok Muara Karang dan Priok, dan PLN telah memperoleh kepastian alokasi pasokan LNG dari lapangan Tangguh untuk dikirim ke Fasilitas regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di Sumut dan Aceh serta ke FSRU Jakarta untuk kebutuhan Muara Karang dan Priok.

Berikut ini situasi pasokan gas untuk pembangkit utama PLN di sistem Jawa Bali.

Muara Karang dan Priok

Mengingat peran Muara Karang dan Priok sangat strategis dalam memasok kota Jakarta dan peran tersebut tidak dapat digantikan oleh pembangkit lain di luar area Jakarta, maka hingga tahun 2022 kedua pembangkit tersebut harus senantiasa dioperasikan dengan output yang tinggi (bersifat *must run*). Untuk

mengoperasikan kedua pusat pembangkit tersebut akan dibutuhkan gas dalam jumlah banyak yang sebagian besar dipasok dari LNG FSRU Jawa Barat.

Muara Tawar

Pembangkit Muara Tawar ini juga bersifat must run dengan tingkat produksi yang tinggi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit gas karena semakin menurunnya pasokan gas. Diharapkan ada sumber-sumber pasokan gas baru untuk dapat memenuhi kebutuhan gas di Muara Tawar, misalnya dari FSRU Lampung atau sumber yang lain.

Tambak Lorok

Pada tahun 2014 telah ada pasokan gas untuk Tambak Lorok dari lapangan Gundih sebesar 20 bbtud dan akan meningkat menjadi 50 bbtud pada tahun 2015. Selain itu PLN sangat berharap untuk mendapatkan tambahan pasokan dari lapangan Kepodang (116 bbtud) yang telah sangat lama menunggu dibangunnya pipa transmisi dari Kepodang ke Tambak Lorok oleh sebuah perusahaan swasta.

Tabel 5. 2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera dan Indonesia Timur

bbt

No	Pembangkit	Pemasok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	WILAYAH SUMATERA											
1	Aceh Timur	Medco Blok A	-	-	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
2	Arun, PLTG/MG Sumbagut 2 (A	FSRU LNG Tangguh	5,0	10,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
3	PLTG/MG Sumbagut 1	FSRU LNG Tangguh				11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
4	PLTG/MG Sumbagut 3, dan 4	FSRU LNG Tangguh					20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
5	PLTGU Belawan	FSRU LNG Tangguh			78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
6	PLTG/MG Barge Mounted	FSRU LNG Tangguh		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
7	PLTG/MG Truck Mounted	FSRU LNG Tangguh		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
8	PLTG Sewa Navigat,PLTG	Kambuna	13,0	10,0	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Belawan (TTF), PLTG Paya	PEP Benggala (Potensi)	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-
10	Teluk Lembu	Kalila Bentu	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
11	Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman Jan	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		JOB - Pertamina Talisman Jan	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
		JOB - Pertamina Talisman Jan	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
12	PLTGU Riau (IPP)	PGN-Kontrak BUMD	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
13	PLTG/MG Riau Peaker	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Potens			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
14	PLTMG Rawa Minyak Bengkali	Petroselat Rawa Minyak (Pot	-	2,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0			
15	PLTG Tanjung Jabung TM	Petro China (Potensi)	-	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0			
16	PLTG/MG Jambi Peaker (Sei	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Potens			9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
17	Sungai Gelam	PEP - TAC (Own Operation)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-
		PEP - TAC Sungai Gelam	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-	-	-	-	-
18	Simpang Tuan	Perusda Jambi	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-				
19	Payo Selincah,	Energasindo	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	-	-	-	-
	Batanghari	Jambi Merang	20,0	20,0	18,0	16,0	14,0	14,0	14,0	-	-	-
20	Jakabaring (CNG)	PDPDE Sumsel	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-
21	Indralaya	Medco E&P Indonesia	21,0	10,0	17,0	-	-	-	-	-	-	-
22	Talang Duku	PGN	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-	-	-
23	Borang	Medco E&P Indonesia	18,0	18,0	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Keramasan	Medco E&P Indonesia	15,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Pertamina EP	15,0	15,0	15,0	-	-	-	-	-	-	-
25	Gunung Megang	Medco E & P Indonesia	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	-	-	-	-

Tabel 5. 3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera dan Indonesia Timur (Lanjutan)

No	Pembangkit	Pemasok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
26	Borang	Pertamina EP (Asri Gita)	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	-	-	-	-	-
27	PLTMG Duri, Duri Relokasi, Riau Peaker	Jambi Merang	25,0	26,0	30,0	30,0	30,0	27,0	27,0	-	-	-
28	PLTGU Duri	Jambi Merang	-	-	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	-	-	-
29	Rengat	Jambi Merang	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
30	Lampung Peaker	FSRU Lampung (Potensi)		-	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
31	Lampung Sewa	PGN (Potensi)	-	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	-	-	-	-
32	PLTG/MG Truck Mounted Lam	PGN (Potensi)/FSRU Lampung (Potensi)		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
33	Gasifikasi PLTD	PGN (Potensi)	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0				
	WILAYAH INDONESIA TIMUR											
1	Pontianak Peaker	LNG PLN Batam (Potensi)					5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
2	Bangkanai	Salamander		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
3	Kalsel Peaker 1	JOB Simenggaris			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
4	Kalsel Peaker 2	JOB Simenggaris (Potensi)							5,0	5,0	5,0	5,0
5	Nunukan	Pertamina EP TAC Sembakung	2,5	2,5	2,5	2,5						
6	Nunukan 2	Medco South Sebuku Bengara (Potensi)					2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
7	Tanjung Batu	TAC Semco	4,0									
8	Tanjung Batu	Bontang		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
9	Kaltim APBN	Bontang		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
10	Sambera	Bontang		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0				
11	Kaltim Peaker 2	JOB Simenggaris			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
12	Batakan	JOB Simenggaris			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
13	Kaltim Peaker 3	Salamander Lapangan Tutung (Potensi)								5,0	5,0	5,0
14	Tanjung Selor	Perusda Nusa Serambi Persada		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
15	Senipah	Total Senipah		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
16	Minahasa Peaker	LNG Sengkang (Wasambo)			8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
17	Gorontalo Peaker	LNG Sengkang (Wasambo)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
18	Luwuk	Perusda Banggai (Cendanapura)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
19	Sengkang	Energy Equity Epic (Sengkang)	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
20	Makassar Peaker	LNG Sengkang (Wasambo)			15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
21	Lombok Peaker	Marine CNG dari Gresik			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
22	Sumbawa	PGN (Potensi)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
23	Bima	PGN (Potensi)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
24	Kupang	PGN (Potensi)			4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
25	Maumere	PGN (Potensi)			4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
26	Ambon	MEDCO Matindok (Potensi)		5,0	10,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
27	Maluku Tersebar	Salawati (Potensi)			5,0	5,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
28	Halmahera	Salawati (Potensi)		5,0	5,0	5,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
29	Jayapura	BP Tangguh (Potensi)		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
30	Manokwari	BP Tangguh (Potensi)		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
31	Papua dan Pabar Tersebar	BP Tangguh (Potensi)			10,0	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	Jumlah		**346,5**	**500,5**	**738,5**	**725,5**	**751,5**	**725,5**	**661,5**	**588,5**	**585,5**	**585,5**

PLN berupaya mengurangi pemakaian BBM yang dipakai pada pembangkit beban puncak dengan beralih ke CNG atau LNG/ mini-LNG. Hal ini akan dijelaskan lebih lanjut di bawah ini.

5.2.1. LNG dan Mini-LNG

Mengingat harga gas dari LNG sangat tinggi, maka gas ini hanya ekonomis untuk dipakai di pembangkit peaking, bukan pembangkit beban dasar. PLN merencanakan pemanfaatan LNG untuk pembangkit beban puncak dan pembangkit yang bersifat *must-run* di sistem kelistrikan Jawa-Bali dan Sumatera.

Pada tahun 2012 telah mulai beroperasi FSRU Jakarta untuk memasok pembangkit Muara Karang dan Priok. Rencana FSRU Belawan telah dibatalkan oleh Pemerintah dan sebagai gantinya Pemerintah akan merevitalisasi fasilitas LNG Arun sebagai storage dan regasifikasi LNG. Sumber LNG untuk FSRU Jakarta pada saat ini berasal dari lapangan Bontang dan Tangguh, dan sumber LNG untuk Arun direncanakan dari lapangan Tangguh.

Sedangkan di Indonesia Timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan dan Sulawesi. Namun demikian, tidak menutup kemungkinan mini-LNG juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit beban dasar sekaligus beban puncak pada sistem-sistem kecil tersebar. Hal ini disebabkan biaya pokok produksi PLTMG dengan mini-LNG diperkirakan masih lebih ekonomis dibanding pembangkit BBM, juga lebih andal.

Beberapa proyek pembangkit di Sumatera yang akan menggunakan LNG adalah sebagai berikut:

- **Arun**: Sejalan dengan rencana Pemerintah untuk merevitalisasi gas Arun, maka akan tersedia fasilitas storage dan regasifikasi LNG di Arun. PLN bermaksud memanfaatkan gas dari fasilitas regasifikasi Arun untuk pembangkit *peaker* di Arun sebesar 200 MW dan Sumbagut-1 (rencana lokasi di Pangkalan Brandan atau Belawan) sebesar 250 MW. Gas dari fasilitas Arun ini juga akan disalurkan ke Belawan melalui pipa sepanjang sekitar 460 km untuk mengoperasikan PLTGU Belawan yang telah ada dan beberapa PLTG di Paya Pasir. Kebutuhan gas tersebut adalah sebanyak 10 bbtud untuk Arun, 10 bbtud untuk Sumbagut-1, 75 bbtud untuk Belawan dan 10 bbtud untuk Paya Pasir, 45 bbtud untuk Sumbagut-2, 3 dan 4 sehingga total gas yang dibutuhkan adalah 150 bbtud.
- Beberapa lokasi PLTG/MG, yaitu di Selat Panjang 15 MW, Tanjung Balai Karimun 40 MW, Tanjung Batu 15 MW, Dabo Singkep 15 MW, Natuna 20 MW, Belitung 30 MW dan Bintan 30 MW yang akan menggunakan LNG/mini-LNG dengan kebutuhan gas rata-rata untuk tiap-tiap lokasi sekitar 3-5 bbtud.

Adapun rencana pemanfaatan LNG/mini-LNG di Indonesia Timur adalah sebagai berikut:

- Pembangkit *peaker* di Kalimantan yaitu Kaltim *Peaker* 2 (100 MW) dan Kalsel *Peaker* (200 MW) serta PLTD Batakan, dengan memanfaatkan gas lapangan Simenggaris di Kalimantan Utara dalam bentuk mini-LNG.
- Pembangkit *peaker* di Sulawesi Selatan yaitu Makasar *peaker* 450 MW, Sulsel *peaker* 150 MW, dengan memanfaatkan gas dari lapangan Wasambo dalam bentuk mini LNG.
- Pembangkit Minahasa *peaker* 150 MW dan Gorontalo *peaker* 100 MW direncanakan akan memanfaatkan gas dari lapangan Wasambo atau Matindok dalam bentuk mini-LNG.
- Ambon *peaker* 50 MW diperkirakan menggunakan gas dari lapangan Matindok dan Jayapura *peaker* 40 MW dari lapangan Tangguh atau Salawati.
- Sedangkan pembangkit Kupang *peaker* 40 MW, Sumbawa *peaker*, Bima *peaker* total 80 MW dan Maumere *peaker* 40 MW, belum terindikasi sumber pasokan LNG-nya.

5.2.2. CNG (Compressed Natural Gas)

CNG pada mulanya dimaksudkan untuk memanfaatkan potensi sumur-sumur gas dengan kapasitas relatif kecil maupun sumur gas marginal yaitu dengan mengumpulkan terlebih dahulu gas dengan volume kecil tersebut ke dalam suatu penyimpanan, lalu digunakan hanya pada periode singkat. Namun kemudian PLN juga memutuskan untuk menggunakan CNG skala besar untuk pembangkit di Jawa untuk mengatasi ketidakmampuan pemasok gas mengikuti pola pembebanan yang lebih fluktuatif akibat perubahan peran pembangkit gas dari *baseloader* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memetakan potensi pemanfaatan CNG untuk pembangkit peaking di Sumatera, Indonesia Timur dan Jawa.

Saat ini telah dioperasikan CNG storage oleh pemasok gas di Sumatera Selatan yang gasnya dimanfaatkan untuk PLTG peaking Jaka Baring (50 MW), yang mulai beroperasi pada bulan Februari 2013.

Rencana pemanfaatan CNG lainnya di Sumatera adalah:

(i) CNG Sungai Gelam dengan kapasitas sebesar 4,5 bbtud akan digunakan untuk pembangkit peaking 104 MW.

(ii) CNG dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud akan dialokasikan untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW.

(iii) CNG untuk pembangkit *peaker* di Jambi dengan kapasitas sebesar 100 MW.

(iv) CNG untuk pembangkit *peaker* di Lampung dengan kapasitas sebesar 200 MW.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Timur adalah pembangkit *peaking* Bangkanai di Kalimantan Tengah dan Lombok. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa pemasok ke Pembangkit, untuk Lombok pasokan CNG direncanakan akan diperoleh dari pemasok gas pipa di Gresik yang akan di kompresikan terlebih dahulu lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan CNG Vessel.

Untuk pulau Jawa, kebutuhan gas dalam bentuk CNG adalah sebagai berikut:

(i) Grati 30 bbtud sudah beroperasi bulan Juni 2013 untuk mengoperasikan PLTG peaking eksisting dan rencana PLTGU peaking Grati.

(ii) Tambak Lorok sebanyak 16 bbtud untuk mengoperasikan sebagian dari PLTGU sebagai pembangkit peaking.

(iii) Gresik sebanyak 20 bbtud untuk mengoperasikan pembangkit peaking dan sebagian CNG untuk dikirim ke Lombok.

(iv) Muara Tawar sebanyak 20 bbtud untuk memenuhi kebutuhan operasi *peaking*.

BAB VI

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2015 – 2024

6.1. KRITERIA PERENCANAAN

6.1.1. 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 periode 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%[42]. 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 ukuran unit pembangkit (*unit size*), tingkat ketersediaan (*availability*) setiap unit pembangkit, jumlah unit, dan jenis unit[43].

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP < 0.274% adalah setara dengan *reserve margin* > 25-30% dengan basis daya mampu netto[44]. Apabila dinyatakan

---

[42] LOLP 0,274% adalah ekivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

[43] Unit tenaga air yang outputnya sangat dipengaruhi oleh variasi musim akan mempunyai nilai EAF (*equivalent availability factor*) yang berdampak besar pada LOLP dan ketercukupan energi.

[44] *Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan RM = (G/D -1) x 100%.

dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 35%[45].

Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, derating yang prosentasenya lebih besar, dan pertumbuhan yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali.

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

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*[46], 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, diasumsikan akan dihapuskan (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

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

Untuk kepentingan perhitungan proyeksi bauran energi jangka panjang, simulasi produksi dilakukan dengan mempertimbangkan kesiapan dan kepastian masuknya proyek-proyek pembangkit.

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 determinisitik. Pada metoda ini, perencanaan dibuat dengan kriteria N-2, yaitu cadangan minimum harus lebih besar dari 1 unit terbesar pertama dan 1 unit terbesar kedua.

---

[45] Dengan asumsi derating pembangkit sekitar 5%.

[46] 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).

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 (*economic life*). Sebuah unit pembangkit dapat 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.

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

6.1.2. 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 boleh 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. Selain penambahan kapasitas transmisi, penguatan transmisi dilakukan di Jawa/Sumatera/Kalimantan untuk evakuasi pembangkit.

Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70%-80%.

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.

Pada RUPTL 2015-2024 ini juga direncanakan pembangunan GI minimalis, yaitu sebuah GI dengan spesifikasi yang paling minimal (single busbar atau bahkan tanpa busbar; peralatan proteksi & kontrol, supply AC/DC & battery dikemas dalam kontainer; tanpa operator) dan konfigurasi GI taping (single pi atau T) namun dapat terus dikembangkan hingga menjadi sebuah GI yang lengkap/sempurna. Penerapan GI minimalis hanya dilakukan pada daerah yang sudah dilalui transmisi 150 kV eksisting. Tujuan pembangunan GI minimalis ini adalah untuk dapat mengambil alih beban sistem isolated secara lebih cepat dari timing normal kebutuhan GI, pada sistem yang selama ini masih dioperasikan dengan PLTD. GI minimalis juga dapat diterapkan untuk memasok lokasi yang sebelumya dipasok dari jaringan 20 kV yang sangat panjang dan mengalami drop tegangan yang besar.

6.1.3. 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 ketentuan 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 penyediaan.

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.
- Dimungkinkan menggunakan DAS (*Distribution Automation System*) pada daerah yang sangat padat beban dan potensi pendapatan tinggi.

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 dua kegiatan, yaitu penyambungan pelanggan dan perkuatan distribusi dengan perincian sebagai berikut:

- 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*).

6.2. ASUMSI DALAM PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Merujuk pada Pasal 28 dan Pasal 29 Undang-Undang Nomor 30 tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan, PLN selaku Pemegang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk kepentingan 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 televisi, pendingin ruangan, lemari es dan lainnya. Akibatnya permintaan tenaga listrik akan meningkat.

Faktor kedua adalah program elektrifikasi. Sebagai upaya PLN untuk mendukung program Pemerintah dalam meningkatkan rasio elektrifikasi 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 2,1 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan

mencapai 99,4% pada tahun 2024. 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.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang menggunakan data historis dari penjualan energi listrik, daya tersambung, jumlah pelanggan, pertumbuhan ekonomi, dan populasi untuk membentuk persamaan yang fit. Kemudian untuk memproyeksikan kebutuhan listrik ke depan dipilih variabel bebas yang mempunyai pengaruh besar (korelasi yang kuat) terhadap permintaan listrik, yaitu pertumbuhan ekonomi dan populasi. Dalam hal terdapat daftar tunggu yang cukup besar, maka digunakan juga daya tersambung sebagai variabel. Aplikasi ini dilengkapi juga dengan fasilitas melihat tingkat ketelitian dari model yang dibentuk seperti parameter tingkat korelasi, dan uji statistik.

6.2.1. Pertumbuhan Ekonomi

Pertumbuhan perekonomian Indonesia selama 10 tahun terakhir yang dinyatakan dalam produk domestik bruto (PDB) dengan harga konstan tahun 2000 mengalami kenaikan rata-rata 5,8% per tahun. Pertumbuhan 4 tahun terakhir mencapai nilai tertinggi 6,5% seperti diperlihatkan pada Tabel 6.1.

Tabel 6. 1 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

PDB	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PDB (10^3 Triliun Rp) Harga konstan	1,66	1,75	1,85	1,96	2,08	2,17	2,22	2,46	2,62	2,77
Growth PDB (%)	5,05	5,67	5,5	6,32	6,06	4,63	6,22	6,49	6,26	5,78

Sumber: Statistik Indonesia, BPS

Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,6%) sebagaimana terlihat pada Tabel 6.1 disebabkan oleh imbas krisis finansial global yang terjadi pada tahun 2008 dan berlanjut ke 2009. Perekonomian Indonesia kembali pulih pada tahun 2010 dengan pertumbuhan 6,2% dan menguat pada tahun 2011 sebesar 6,5% yang kemudian menurun kembali di tahun 2012 dan 2013 dengan pertumbuhan ekonomi berturut-turutr 6,3% dan 5,8%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun diperkirakan hanya sebesar 5,5% yang dituangkan pada RAPBN-P tahun 2014, hal tersebut diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekpor indonesia.

Untuk periode tahun 2015-2019, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi pada draft RPJMN tahun 2015-2019 yang dikeluarkan oleh Bappenas tumbuh antara 6,1%-7,1%, dan untuk periode tahun 2020-2024 mengacu pada draft RUKN 2015-2034, yaitu rata-rata 7,0% per tahun. Proyeksi demand listrik dalam RUPTL sedikit lebih rendah dari pada proyeksi demand dalam draft RUKN 2015-2034, khususnya diatas tahun 2019. Hal ini dikarenakan penyediaan tenaga listrik di Indonesia selain dipenuhi oleh PLN juga akan dipenuhi oleh entitas lain[47] dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi.

Dengan demikian asumsi pertumbuhan ekonomi yang digunakan dalam RUPTL ini diperlihatkan pada Tabel 6.2.

Tabel 6. 2 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

Wilayah	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Indonesia	6,1	6,4	6,8	7,0	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Jawa Bali	6,2	6,5	6,9	7,1	7,3	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Sumatera dan Indonesia Timur	5,9	6,2	6,6	6,8	6,9	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8

[47] Entitas lain tersebut misalnya sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

6.2.2. Pertumbuhan Penduduk

Jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2010 adalah 238,6 juta orang dan jumlah rumah tangga 61,2 juta KK berdasar sensus penduduk tahun 2010. Sedangkan untuk memperkirakan jumlah penduduk hingga tahun 2024 PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk Bappenas-BPS-UNFPA bulan Desember 2013.

Pada Tabel 6.3 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, Sumatera dan Indonesia Timur untuk sepuluh tahun mendatang.

Tabel 6. 3 Pertumbuhan Penduduk (%)

Tahun	Indonesia	Jawa - Bali	Sumatera dan Indonesia Timur
2015	1,3	1,2	1,5
2016	1,2	1,1	1,5
2017	1,2	1,1	1,4
2018	1,2	1,0	1,4
2019	1,1	1,0	1,3
2020	1,1	1,0	1,4
2021	1,1	0,9	1,3
2022	1,0	0,9	1,3
2023	1,0	0,9	1,2
2024	1,0	0,8	1,2

Sumber: Proyeksi Penduduk 2010-2035 Bappenas-BPS-UNFPA, Bulan Desember 2013

6.3. PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK 2015-2024

Menunjuk asumsi-asumsi pada butir 6.2, kebutuhan tenaga listrik selanjutnya diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.4. Dari Tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2024 akan menjadi 464 TWh, atau tumbuh rata-rata dari tahun 2015-2024 sebesar 8,7% per tahun. Sedangkan beban puncak *non coincident* pada tahun 2024 akan menjadi 74.536 MW atau tumbuh rata-rata 8,2% per tahun.

Tabel 6. 4 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2015–2024

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (TWh)	Beban Puncak (non-coincident) (MW)
2015	6,1	219	36.787
2016	6,4	239	39.880
2017	6,8	260	43.154
2018	7,0	283	46.845
2019	7,1	307	50.531
2020	7,0	332	54.505
2021	7,0	361	58.833
2022	7,0	392	63.483
2023	7,0	427	68.805
2024	7,0	464	74.536

Jumlah pelanggan pada tahun 2014 sebesar 57,3 juta akan bertambah menjadi 78,4 juta pada tahun 2024 atau bertambah rata-rata 2,2 juta per tahun. Penambahan pelanggan tersebut akan meningkatkan rasio elektrifikasi dari 84,4% pada 2014 menjadi 99,4% pada tahun 2024. Proyeksi jumlah penduduk, pertumbuhan pelanggan dan rasio elektrifikasi periode tahun 2015-2024 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6. 5 Proyeksi Jumlah Penduduk, Pertumbuhan Pelanggan dan Rasio Elektrifikasi Periode Tahun 2015 – 2024

Tahun	Penduduk (Juta)	Pelanggan (Juta)	RE RUPTL 2015-2024 (%)	RE RUKN 2008-2027 (%)	RE Draft RUKN 2015-2034 (%)
2015	257,9	60,3	87,7	79,2	85,2
2016	261,1	63,6	91,3		88,2
2017	264,3	66,2	93,6		91,1
2018	267,4	68,7	95,8		93,9
2019	270,4	71,0	97,4		96,6
2020	273,5	72,9	98,4	90,4	99,2
2021	276,5	74,4	98,9		99,3
2022	279,3	75,8	99,1		99,4
2023	282,1	77,1	99,3		99,4
2024	284,8	78,4	99,4		99,5

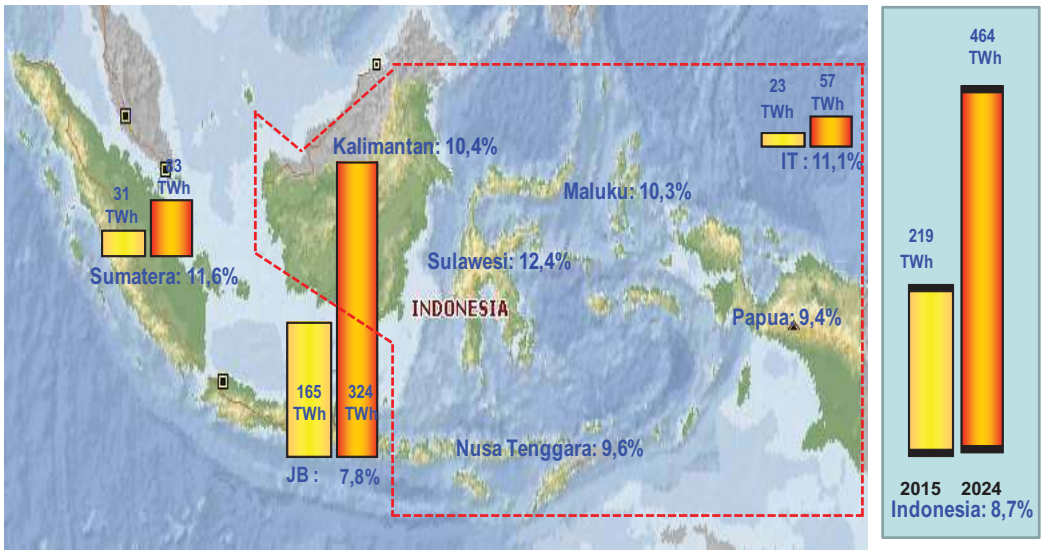
Dibandingkan dengan sasaran yang ingin dicapai oleh Pemerintah dalam RUKN 2008-2027, rasio elektrifikasi dalam RUPTL ini pada tahun 2015 diproyeksikan akan lebih tinggi 8,5 % daripada RUKN 2008-2027 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 6.6.

Tabel 6. 6 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Angka Pertumbuhan dan Rasio Elektrifikasi

URAIAN	Satuan	2014*	2015	2016	2018	2020	2022	2024
1. Energi Demand	Twh							
- Indonesia		201,5	219,1	238,8	282,9	332,3	392,3	464,2
- Jawa Bali		153,6	165,4	178,3	207,1	239,5	278,6	324,4
- Indonesia Timur		20,0	22,6	25,8	33,1	40,0	47,8	57,1
- Sumatera		27,9	31,2	34,7	42,7	52,8	65,9	82,8
2. Pertumbuhan	%							
- Indonesia		8,6	8,7	9,0	8,9	8,4	8,7	8,8
- Jawa Bali		8,2	7,6	7,8	7,6	7,5	7,9	7,8
- Indonesia Timur		12,2	12,9	14,5	14,2	9,9	9,2	9,2
- Sumatera		8,5	11,7	11,1	11,1	11,2	11,8	12,2
3. Rasio Elektrifikasi	%							
- Indonesia		84,4	87,7	91,3	95,7	98,4	99,1	99,4
- Jawa Bali		86,8	90,5	94,6	98,4	99,8	99,9	99,9
- Indonesia Timur		76,1	79,2	82,1	87,9	92,9	95,8	97,5
- Sumatera		84,8	87,2	89,8	95,0	99,2	99,9	99,9

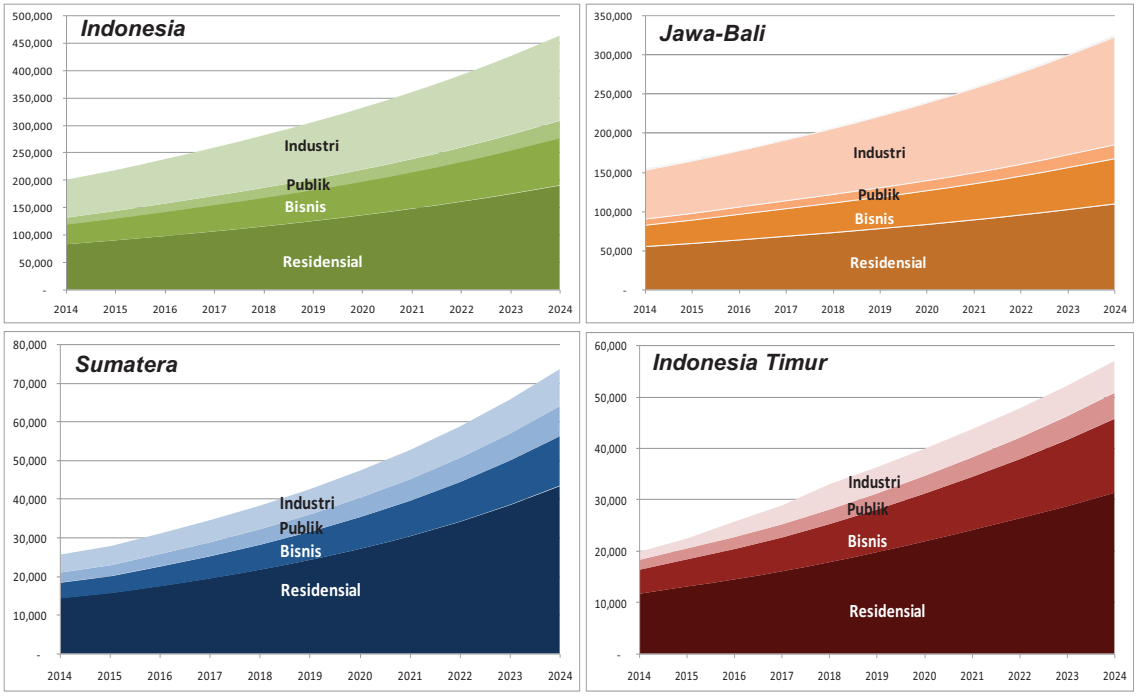
* Estimasi realisasi Energi Jual

Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode tahun 2015–2024 ditunjukkan pada Tabel 6.6 dan Gambar 6.1. Pada periode tahun 2015-2024 kebutuhan listrik diperkirakan akan meningkat dari 219,1 TWh pada tahun 2015 menjadi 464,2 TWh pada tahun 2024, atau tumbuh rata-rata 8,7% per tahun. Untuk wilayah Sumatera pada periode yang sama, kebutuhan listrik akan meningkat dari 31,2 TWh pada tahun 2015 menjadi 82,8 TWh pada tahun 2024 atau tumbuh rata-rata 11,6% per tahun. Wilayah Jawa-Bali tumbuh dari 165,4 TWh pada tahun 2015 menjadi 324,4 TWh pada tahun 2024 atau tumbuh rata-rata 7,8% per tahun. Wilayah Indonesia Timur tumbuh dari 22,6 TWh menjadi 57,1 TWh atau tumbuh rata-rata 11,1% per tahun.



Gambar 6. 1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015 dan 2024

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 6.2 dan Tabel 6.7. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada sistem Jawa Bali kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang cukup besar, yaitu rata-rata 41,4% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Sumatera rata-rata porsi pelanggan industri adalah relatif kecil, yaitu masing-masing hanya 12% dan 14,7%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2024, yaitu 55% untuk Indonesia Timur dan 59% untuk Sumatera.

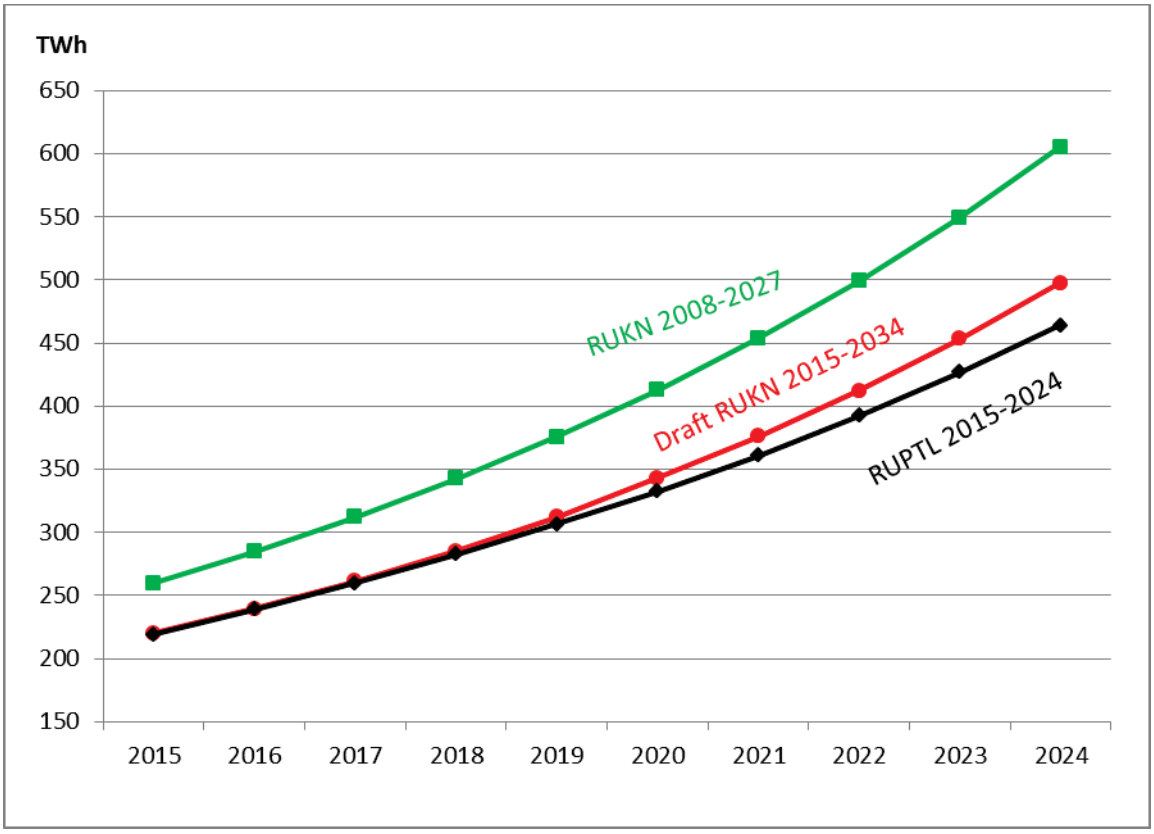


Gambar 6. 2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015-2024

Tabel 6. 7 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2015-2024 per Kelompok Pelanggan (TWh)

Regional	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Jawa-Bali										
Rumah Tangga	59,6	64,2	68,6	73,5	78,5	83,7	89,7	96,1	102,9	110,1
Bisnis	30,0	32,9	35,5	37,9	40,5	43,2	46,3	49,8	53,8	57,8
Publik	8,7	9,5	10,4	11,2	12,1	13,1	14,2	15,5	16,8	18,2
Industri	67,1	71,7	77,9	84,5	91,7	99,4	108,1	117,3	127,3	138,2
Jumlah	**165,4**	**178,3**	**192,5**	**207,1**	**222,8**	**239,5**	**258,3**	**278,6**	**300,8**	**324,4**
Sumatera										
Rumah Tangga	17,6	19,6	21,8	24,4	27,3	30,5	34,3	38,6	43,5	49,2
Bisnis	5,1	5,7	6,5	7,3	8,1	9,1	10,2	11,4	12,7	14,2
Publik	3,2	3,6	4,0	4,5	5,0	5,6	6,2	7,0	7,8	8,8
Industri	5,3	5,8	6,1	6,6	7,1	7,6	8,2	8,9	9,7	10,6
Jumlah	**31,2**	**34,7**	**38,4**	**42,7**	**47,5**	**52,8**	**58,9**	**65,9**	**73,8**	**82,8**
Indonesia Timur										
Rumah Tangga	13,1	14,5	16,1	17,9	19,8	22,0	24,1	26,4	28,8	31,4
Bisnis	5,3	6,0	6,7	7,5	8,3	9,3	10,4	11,6	13,0	14,5
Publik	2,2	2,4	2,6	2,8	3,1	3,5	3,8	4,2	4,6	5,0
Industri	2,0	3,0	3,7	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1
Jumlah	**22,6**	**25,8**	**29,0**	**33,1**	**36,4**	**40,0**	**43,8**	**47,8**	**52,2**	**57,1**
Indonesia										
Rumah Tangga	90,3	98,3	106,5	115,8	125,6	136,2	148,1	161,0	175,2	190,7
Bisnis	40,4	44,6	48,7	52,7	57,0	61,6	66,9	72,8	79,5	86,6
Publik	14,0	15,4	17,0	18,5	20,3	22,2	24,3	26,6	29,2	32,1
Industri	74,4	80,5	87,7	96,0	103,8	112,3	121,8	131,9	142,9	154,9
Jumlah	**219,1**	**238,8**	**259,9**	**282,9**	**306,7**	**332,3**	**361,0**	**392,3**	**426,8**	**464,2**

Hingga tahun 2017 proyeksi penjualan pada RUPTL 2015-2024 hampir sama dengan proyeksi pada Draft RUKN 2015-2034 dan mulai tahun 2018 hingga 2024 lebih rendah dari Draft RUKN 2015-2034 dan juga lebih rendah daripada RUKN 2008-2027 seperti terlihat pada Gambar 6.3.



Gambar 6. 3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN

6.4. RENCANA PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

6.4.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit

Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera cukup bervariasi yaitu kandidat PLTU batubara adalah 300 MW dan 600 MW. PLTG/MG/U pemikul beban puncak 100 MW, dan 250 MW PLTP diperlakukan sebagai fixed projects. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

Wilayah Jawa-Bali

Pada sistem Jawa-Bali, kandidat pembangkit yang dipertimbangkan untuk rencana pengembangan adalah PLTU batubara ultra supercritical kelas 1.000 MW dan supercritical 600 MW, PLTGU LNG/gas alam 800 MW, PLTG/GU LNG

pemikul beban puncak 400-500 MW dan PLTA Pumped Storage 250 MW[48]. 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 efisiensi[49] dan kesesuaian dengan ukuran sistem tenaga listrik Jawa-Bali yang beban puncaknya sudah akan melampaui 25.000 MW dan akan menjadi 50.000 MW pada tahun 2024.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 6.8.

Tabel 6. 8 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 80/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 60/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 35/Ton	< 4.000 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG	USD 16/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,86/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,70/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai *fixed plant*)	
Bahan bakar nuklir	USD 1.400 /kg	

*) Harga tersebut adalah untuk harga crude oil US$100/barrel

Wilayah Indonesia Timur

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di wilayah Indonesia Timur cukup bervariasi tergantung kepada kapasitas sistem yaitu kandidat PLTU batubara adalah 25 MW, 50 MW, 100 MW, 150 MW, 200 MW dan 300 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-450 MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

[48] Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

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

6.4.2. Program Percepatan Pembangkit Berbahan bakar Batubara (Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)

Dengan Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014, 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. Program ini dikenal sebagai "Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW". Berdasar penugasan tersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 6.9.

Tabel 6. 9 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW
(Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011, Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014)
Status Bulan November 2014

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x300	2009-2010
PLTU 1 di Jabar (Indramayu)	3x330	2011
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2011
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2011-2012
PLTU 2 di Jabar (Pelabuhan Ratu)	3x350	2014
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2011
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2015
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2013
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2012
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350	2014-2016

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2014
PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2016
PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2015
PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2015
PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2013
PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2012
PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2016
PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2014
PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2014

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2014	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	*Batal*
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2015	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2015
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	*Batal*	PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2014
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2015	PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2012-2013
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2013	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2015
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2014-2015	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2015
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2013-2015	PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2014-2015
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	*Batal*	PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2016
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2016	PLTU 1 Sulut	2x25	2016
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014	PLTU 2 di Kalteng	2x7	*Batal*

Sampai dengan bualn November 2014 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah PLTU Labuan (2x300 MW), PLTU Suralaya Unit 8 (625 MW), PLTU Indramayu (3x330 MW), PLTU Lontar (3x315 MW), PLTU Rembang (2x315 MW), PLTU Paiton Unit 9 (660 MW), PLTU Pacitan (2x315 MW) dan PLTU Pelabuhan Ratu (3x350 MW) dan PLTU Tanjung Awar-awar (1 unit, 350 MW). Untuk Sumatera dan Indonesia Timur yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah PLTU Meulaboh (2x110 MW), PLTU Pangkalan Susu (1 unit, 220 MW), PLTU Teluk Sirih (2x112 MW), PLTU Lampung (2x100 MW), PLTU Air Anyer (1 unit, 30 MW), PLTU Belitung (1 unit, 16,5 MW), PLTU Asam-Asam (2x65 MW), PLTU Barru (2x50 MW), PLTU Amurang (2x25 MW), PLTU Kendari (2x10 MW), PLTU Kupang (1 unit, 16,5 MW) dan PLTU Tanjung Balai Karimun (2x7 MW).

6.4.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) yang ditetapkan dengan Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014 dan mempunyai kapasitas total

17.458 MW yang terdiri dari PLTU batubara 10.520 MW, PLTP 4.855 MW, PLTG 280 MW dan PLTA 1.803 MW, dengan rincian pada Tabel 6.10.

Tabel 6. 10 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	COD
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83	2020
		PLTP	Jaboi	2 x 5	2019
		PLTP	Seulawah Agam	110	2024
Banten	Swasta	PLTP	Gunung Endut	40	2021
		PLTP	Rawa Dano	110	2019
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55	2018-2019
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55	2024
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260	2019
		PLTA	Jatigede	2 x 55	2019
		PLTU	Indramayu	1.000	2019
		PLTU	Jawa-6	2 x 1.000	2023
	Swasta	PLTP	Cibuni	10	2020
		PLTP	Cisolok-Cisukarame	50	2020
		PLTP	Gunung Ciremai	2 x 55	2022
		PLTP	Kamojang 5	30	2015
		PLTP	Karaha Bodas	30	2016
		PLTP	Karaha Bodas	2 x 55	2020
		PLTP	Patuha	3 x 55	2014&2019
		PLTP	Tampomas	45	2020
		PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x 55	2019-2020
		PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x 30	2020
		PLTP	Wayang Windu 3-4	2 x 110	2020
		PLTU	Jawa-1	1.000	2019
		PLTU	Jawa-3	2 x 660	2012-2022
		PLTU	Jawa-5	2 x 1.000	2012-2022
Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	2 x 110	2021
		PLTP	Dieng	55	2019
		PLTP	Dieng	60	2021
		PLTP	Guci	55	2021
		PLTP	Umbul Telumoyo	55	2022
		PLTP	Ungaran	55	2021
		PLTU	Jawa-4	2 x 1.000	2019-2020
Jawa Timur	Swasta	PLTP	Ijen	2 x 55	2020
		PLTP	Iyang Argopuro	55	2021
		PLTP	Wilis/Ngebel	3 x 55	2020-2021
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x 50	2017-2018
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x 100	2018-2019
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai	280	2016-2017
Kaltim	Swasta	PLTU	Kaltim	2 x 100	2018-2019

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	COD
Lampung	Swasta	PLTA	Semangka	2 x 28	2018
		PLTP	Danau Ranau	2 x 55	2022
		PLTP	Rajabasa	2 x 110	2023-2024
		PLTP	Suoh Sekincau	4 x 55	2020-2024
		PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x 55	2016-2017
		PLTP	Wai Ratai	55	2022
Maluku	PLN	PLTP	Tulehu	2 x 10	2018-2019
Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	4 x 10	2021-2023
		PLTP	Songa Wayaua	5	2020
NTB	PLN	PLTP	Sembalun	2 x 10	2021
		PLTU	Lombok	2 x 50	2018-2019
	Swasta	PLTP	Hu'u	2 x 10	2024
NTT	Swasta	PLTP	Atadei	2 x 2,5	2019
		PLTP	Mataloko	20	2019
		PLTP	Sokoria	30	2020-2023
		PLTP	Oka Ile Ange	10	2021
Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x 100	2017-2018
	Swasta	PLTA	Bonto Batu	110	2024
		PLTA	Malea	2 x 45	2020
Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu	40	2022
		PLTP	Marana	2 x 10	2022
Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu	80	2024
	Swasta	PLTP	Lahendong V dan VI	2 x 20	2017-2018
Sumbar	PLN	PLTA	Masang 2	55	2020
	Swasta	PLTP	Bonjol	60	2022
		PLTP	Muaralaboh	2 x 110	2017-2018
Sumsel	Swasta	PLTP	Lumut Balai	4 x 55	2017-2019
		PLTP	Rantau Dadap	2 x 110	2019-2020
Sumut	PLN	PLTA	Asahan 3	2 x 87	2018
		PLTU	Pangkalan Susu 3 dan 4	2 x 200	2016-2017
	Swasta	PLTA	Hasang	40	2018
		PLTA	Wampu	3 x 15	2015
		PLTP	Sarulla 1	3 x 110	2017-2018
		PLTP	Sarulla 2	2 x 55	2022
		PLTP	Simbolon Samosir	2 x 55	2022
		PLTP	Sipoholon Ria-ria	20	2022
		PLTP	Sorik Marapi	240	2020-2021
Jumlah				**17.458**	

Terdapat 1 proyek yang dikeluarkan dari FTP2 melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014, yaitu PLTU Madura yang telah diterminasi karena pengembang tidak berhasil membentuk SPC dan tidak mampu mencapai *financial closing*. Selain itu juga terdapat perubahan kapasitas beberapa PLTP sesuai hasil lelang WKP dan potensi panas bumi.

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 akan menjadi 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 14.000 MW hingga tahun 2024. Program Percepatan

Pembangunan Pembangkit Tahap 2 sebesar 17.458 MW tersebut terdiri atas 5.799 MW sebagai proyek PLN dan 11.659 MW sebagai proyek IPP.

6.4.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 2015-2019

Program pembangunan ketenagalistrikan tahun 2015-2019 meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI dan jaringan distribusi. Pengembangan tersebut untuk memenuhi pertumbuhan ekonomi 6,7%, pertumbuhan kebutuhan listrik 8,8% dan rasio elektrifikasi 97% pada 2019. Program ini merupakan bagian dari rencana pengembangan ketenaglistrikan 10 tahun ke depan.

Pembangunan Pembangkit Tahun 2015-2019

Tambahan pembangkit baru yang diperlukan untuk 5 tahun ke depan sebesar 35 GW tidak termasuk yang sedang dalam tahap konstruksi sebesar 6,6 GW, seperti terlihat dalam Tabel 6.11.

Tabel 6. 11 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Tahun 2015-2019 (MW)

Pembangkit PLN

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (MW)
2015	26	2,658
2016	40	2,348
2017	43	4,830
2018	30	3,777
2019	17	4,414
Total	**156**	**18,027**

Pembangkit IPP

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (MW)
2015	13	1,471
2016	13	1,357
2017	39	1,720
2018	33	5,461
2019	37	14,905
Total	**135**	**24,914**

Berdasarkan tabel 6.11 di atas sebesar 6,6 GW dalam tahap konstruksi, 17 GW telah committed dan 18,7 GW dalam tahap rencana seperti terlihat dalam Tabel 6.12.

Tabel 6. 12 Kebutuhan Tambahan Pembangkit berdasarkan Status Proyek

MW

Pengembang	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Tahap Konstruksi						
PLN	2,308	784	339	562	200	4,193
IPP	1,471	971	286	41	55	2,824
Sub-Total	**3,779**	**1,755**	**625**	**603**	**255**	**7,017**
Committed						
PLN	-	454	2,090	575	2,539	5,658
IPP	3	78	563	5,048	5,737	11,429
Sub-Total	**3**	**532**	**2,653**	**5,623**	**8,276**	**17,087**
Tahap Rencana						
PLN	-	1,610	2,251	2,640	1,675	8,175
IPP	-	315	861	372	9,113	10,661
Sub-Total	**-**	**1,925**	**3,112**	**3,011**	**10,788**	**18,836**
Total	**3,782**	**4,212**	**6,389**	**9,237**	**19,319**	**42,940**

Pembangunan Jaringan Transmisi dan GI Tahun 2015-2019

Tambahan jaringan transmisi yang diperlukan untuk 5 tahun ke depan sebesar 45 ribu kms dan tambahan GI sebesar 109 ribu MVA. Detail pengembangan transmisi dan GI dapat dilihat dalam Tabel 6.13 dan Tabel 6.14.

Tabel 6. 13 Pengembangan Transmisi Tahun 2015-2019

SUTET 500 kV & 275 kV

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (kms)
2015	16	2.324
2016	9	901
2017	12	964
2018	19	2.168
2019	27	2.679
Total	**83**	**9.035**

SUTT 150 kV & 70 kV

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (kms)
2015	156	9.304
2016	192	9.701
2017	179	9.966
2018	85	4.994
2019	37	2.396
Total	**649**	**36.361**

Tabel 6. 14 Pengembangan GI Tahun 2015-2019

GITET 500 kV & 275 kV

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (MVA)
2015	11	12,586
2016	7	7,837
2017	13	14,340
2018	10	2,750
2019	7	8,350
Total	**48**	**45,863**

GI 150 kV & 70 kV

Tahun	Total Lokasi	Total Kapasitas (MVA)
2015	105	14,080
2016	100	13,516
2017	111	12,070
2018	68	17,760
2019	40	5,500
Total	**424**	**62,926**

Pembangunan Jaringan Distribusi Tahun 2015-2019

Tambahan jaringan distribusi yang diperlukan untuk 5 tahun ke depan meliputi JTM sebesar 82 ribu kms, gardu distribusi 21 ribu MVA dan tambahan pelanggan 13.794 ribu. Detail pengembangan jaringan dapat dilihat dalam Tabel 6.15.

Tabel 6. 15 Pengembangan Jaringan Distribusi Tahun 2015-2019

Tahun	JTM (kms)	Gardu Distribusi (MVA)	Tambahan Pelanggan (x1000)
2015	15,616	3,867	3,300
2016	16,542	4,090	3,233
2017	16,540	4,161	2,599
2018	16,520	4,290	2,482
2019	16,992	4,343	2,179

Dukungan Pemerintah untuk Program Percepatan Pembangunan Pembangkit 35 GW

Keberhasilan program 35 GW untuk 5 tahun ke depan membutuhkan dukungan Pemerintah dalam hal sebagai berikut:

1. Mempermudah dan mempercepat persetujuan SLA dan PKLN.
2. Menyetujui *direct loan* dari bank pembangunan internasional ke PLN dengan jaminan pemerintah.
3. Melanjutkan proyek kelistrikan tahun jamak melalui APBN.
4. Merencanakan tambahan modal ke PLN untuk menambah kapasitas investasi.
5. Menyetujui tambahan alokasi gas dan LNG untuk PLN.
6. Memberi dispensasi izin kehutanan (memberikan izin bekerja di hutan sambil menyelesaikan Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan).
7. Menetapkan Perhutani sebagai penerima kuasa dari pengguna hutan untuk membeli lahan pengganti hutan dan menghutankannya.

8. Menerbitkan izin jetty secara otomatis apabila Pemda sudah menerbitkan izin lokasi/izin penetapan lokasi.
9. Menyederhanakan perizinan terkait dengan kelistrikan (ada 52 izin/ rekomendasi/pertimbangan teknis).
10. Membentuk Tim Pengadaan Tanah khusus program 35 GW.

6.4.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.16. Kapasitas tersebut hanya meliputi pembangkit – pembangkit yang direncanakan untuk sistem-sistem besar (interkoneksi), dan sudah mencakup Program Percepatan Pembangkit Tahap 1 (FTP1) dan Program Percepatan Pembangkit Tahap 2 (FTP2).

Tabel 6. 16 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
PLN											
PLTU	1,883	650	299	1,114	2,735	550	-	-	-	-	7,231
PLTP	-	-	-	10	70	55	20	-	-	210	365
PLTGU	-	450	2,930	2,300	650	-	-	-	-	-	6,330
PLTG	400	1,784	1,430	240	-	73	65	-	-	-	3,992
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	5	1	11	24	15	9	-	-	-	-	65
PLTA	20	-	-	88	284	138	293	363	520	650	2,356
PS	-	-	-	-	1,040	-	-	-	-	-	1,040
PLT Lain	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	4
Jumlah	**2,311**	**2,885**	**4,670**	**3,776**	**4,794**	**825**	**379**	**363**	**520**	**860**	**21,382**
IPP											-
PLTU	1,400	849	193	2,954	13,762	2,450	1,200	200	500	530	24,038
PLTP	30	85	240	310	415	1,092	635	420	460	748	4,435
PLTGU	-	300	775	1,760	-	-	-	-	-	-	2,835
PLTG	-	20	80	234	100	-	41	-	-	-	475
PLTD	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	45	29	364	127	116	143	-	-	-	-	824
PLTA	-	45	47	77	73	225	328	1,025	333	693	2,844
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	8	-	-	-	60	-	-	-	-	-	68
Jumlah	**1,482**	**1,328**	**1,709**	**5,462**	**14,526**	**3,909**	**2,204**	**1,645**	**1,293**	**1,971**	**35,528**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	-	-	125	1,460	1,835	3,775	3,625	10,820
PLTP	-	-	-	-	-	-	5	10	-	-	15
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	58	188	165	30	125	566
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	159	83	149	79	753	1,222
PS	-	-	-	-	-	-	-	450	450	-	900
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**342**	**1,736**	**2,609**	**4,334**	**4,503**	**13,523**
Total											-
PLTU	3,283	1,499	492	4,068	16,497	3,125	2,660	2,035	4,275	4,155	42,089
PLTP	30	85	240	320	485	1,147	660	430	460	958	4,815
PLTGU	-	750	3,705	4,060	650	-	-	-	-	-	9,165
PLTG	400	1,804	1,510	474	100	131	294	165	30	125	5,033
PLTD	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	50	30	375	151	130	152	-	-	-	-	889
PLTA	20	45	47	165	357	522	703	1,537	931	2,095	6,421
PS	-	-	-	-	1,040	-	-	450	450	-	1,940
PLT Lain	11	-	-	-	60	-	1	-	-	-	72
Jumlah	**3,793**	**4,213**	**6,379**	**9,238**	**19,319**	**5,076**	**4,318**	**4,617**	**6,146**	**7,333**	**70,433**

Tabel 6.16 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2015–2024) untuk seluruh Indonesia adalah 70,4 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 7 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 42,1 GW atau 59,8%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 9,1 GW atau 13,0% dan PLTG/MG sebesar 5,0 GW atau 7,1%. Untuk energi terbarukan, yang terbesar adalah panas bumi sebesar 4,8 GW atau 6,8% dari kapasitas total, disusul oleh PLTA sebesar 9,3 GW atau 13,1%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,07 GW atau 0,1% berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB dan lainnya.

6.4.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera

Sistem PLN di wilayah Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera. Di luar sistem interkoneksi tersebut pada saat ini terdapat 2 sistem isolated yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka dan Tanjung Pinang serta terdapat beberapa sistem isolated dengan beban puncak di atas 10 MW, yaitu Takengon, Sungai Penuh, Rengat, Tanjung Balai Karimun dan Belitung.

Penambahan Pembangkit Wilayah Sumatera

Pada Tabel 6.17 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2015-2024 untuk wilayah Sumatera.

Tabel 6. 17 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW)

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
PLN											
PLTU	714	21	-	200	600	200	-	-	-	-	1,735
PLTP	-	-	-	-	55	55	-	-	-	110	220
PLTGU	-	-	280	250	500	-	-	-	-	-	1,030
PLTG	200	640	504	-	-	70	65	-	-	-	1,479
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	88	174	-	145	132	500	500	1,539
PLT Lain	3									-	3
Jumlah	**917**	**661**	**784**	**538**	**1,329**	**325**	**210**	**132**	**500**	**610**	**6,006**
IPP											-
PLTU	375	150	14	757	2,857	600	300	-	300	530	5,883
PLTP	-	55	220	290	170	257	160	135	330	748	2,365
PLTGU	-	-	90	160	-	-	-	-	-	-	250
PLTG	-	-	40	234	-	-	41	-	-	-	315
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	11	13	250	10	-	-	-	-	-	-	284
PLTA	-	45	-	77	73	59	175	878	-	-	1,307
PLT Lain	8									-	8
Jumlah	**393**	**263**	**614**	**1,528**	**3,100**	**916**	**676**	**1,013**	**630**	**1,278**	**10,412**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	-	-	100	150	-	100	100	450
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	30
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	89	-	739	828
PLT Lain											-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100**	**150**	**89**	**115**	**854**	**1,308**
Total											-
PLTU	1,089	171	14	957	3,457	900	450	-	400	630	8,068
PLTP	-	55	220	290	225	312	160	135	330	858	2,585
PLTGU	-	-	370	410	500	-	-	-	-	-	1,280
PLTG	200	640	544	234	-	70	106	-	15	15	1,824
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	11	13	250	10	-	-	-	-	-	-	284
PLTA	-	45	-	165	247	59	320	1,099	500	1,239	3,674
PLT Lain	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11
Jumlah	**1,310**	**924**	**1,398**	**2,066**	**4,429**	**1,341**	**1,036**	**1,234**	**1,245**	**2,742**	**17,726**

Tabel 6.17 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

– Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2015-2024 adalah 17,7 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,7 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 16,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 1,5 GW.

– PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit thermal yang akan dibangun, yaitu mencapai 8,1 GW atau 45,5%, disusul oleh PLTG/MG dengan kapasitas 1,8 GW atau 10,3% dan PLTGU 1,3 GW atau 7,2%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,6 GW atau 14,6%, PLTA/PLTM/pumped storage sebesar 3,9 GW atau 22,3%, dan pembangkit lainnya 0,01 GW atau 0,1%.

Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.18

Tabel 6. 18 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2015-2024

No.	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	**Kebutuhan**											
	Produksi	GWh	**33.666**	**37.407**	**41.427**	**46.008**	**51.154**	**56.889**	**63.467**	**70.993**	**79.512**	**89.214**
	Faktor Beban	%	**69**	**69**	**71**	**71**	**72**	**73**	**75**	**77**	**77**	**77**
	Beban Puncak	MW	**5.590**	**6.144**	**6.687**	**7.352**	**8.083**	**8.873**	**9.687**	**10.579**	**11.807**	**13.141**
2	**Pasokan**											
	Kapasitas Terpasang	MW	**7.705**	**7.670**	**7.544**	**7.381**	**7.381**	**7.381**	**7.381**	**7.381**	**7.381**	**7.381**
	Daya Mampu	MW	5.530	5.154	4.838	4.480	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450	4.450
	PLN	MW	3.701	3.666	3.540	3.377	3.377	3.377	3.377	3.377	3.377	3.377
	SEWA	MW	943	602	412	217	187	187	187	187	187	187
	IPP	MW	886	886	886	886	886	886	886	886	886	886
	Retired & Mothballed (PLN)	MW	-	35	126	163	-	-	-	-	-	-
3	**Tambahan Kapasitas**											
	PLN ON-GOING & COMMITTED											
	Pangkalan Susu #1,2 (FTP1)	PLTU	440									
	Riau (Amandemen FTP1)	PLTU	220									
	Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU				200	200					
	Arun (Peaker)	PLTG/MG	200									
	Batanghari	PLTGU			30							
	Keramasan	PLTGU										
	Hululais (FTP2)	PLTP					55	55				
	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP										110
	Peusangan 1-2	PLTA				88						
	Asahan III (FTP2)	PLTA					174					
	Masang-2 (FTP2)	PLTA							55			
	SEWA											
	Aceh	PLTG		25					-25			
	Lampung Sribawono	PLTG/MG	100				-100					
	Payo Selincah	PLTG/MG	20				-20					
	TAMBAHAN SEWA (PLTD/PLTG/MG)											
	Sumbagut	PLTD	180			-180						
	Sumbagselteng	MW										
	IPP ON-GOING & COMMITTED											
	Banjarsari	PLTU										
	Keban Agung	PLTU	225									
	Sumsel - 5	PLTU	150	150								
	Sumsel - 7	PLTU				300						
	Riau Kemitraan (PLN-TNB-PTBA)	PLTU					1200					
	Jambi	PLTU					1200					
	Lumut Balai (FTP2)	PLTP			55		55					110
	Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP		55	55							
	Sarulla I (FTP2)	PLTP			110	220						
	Muara Laboh (FTP2)	PLTP				70						150
	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP					110	110				
	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP						80	160			
	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP										110
	Rajabasa (FTP2)	PLTP									110	110
	Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP						62				158
	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP								20		
	Wai Ratai (FTP2)	PLTP								55		
	Sarulla II (FTP2)	PLTP										110
	Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP									110	
	Danau Ranau (FTP2)	PLTP									110	
	Bonjol (FTP2)	PLTP								60		
	Wampu (FTP2)	PLTA		45								
	Semangka (FTP2)	PLTA				56						
	Hasang (FTP2)	PLTA					40					
	Merangin-2	PLTA							175	175		
	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA								83		
	Batang Toru (Tapsel)	PLTA								500		
	RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
	Riau	PLTGU			90	160						
	Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU					200	200				
	Sumut-1	PLTU				300						
	Sumut-2	PLTU									300	300
	Sumsel-1	PLTU						300	300			
	Sumsel-6	PLTU					300	300				
	Sumbagsel-1	PLTU				150	150					
	Bengkulu	PLTU					200					
	Banyuasin	PLTU										230
	Riau	PLTGU										
	Lampung Peaker	PLTGU/MG			200							
	Jambi Peaker	PLTGU/MG			100							
	Riau Peaker	PLTGU/MG			200							
	Sumbagut-1 Peaker	PLTGU/MGU				250						
	Sumbagut-2 Peaker (Arun)	PLTGU/MGU			250							
	Sumbagut-3 Peaker (Medan)	PLTGU/MGU					250					
	Sumbagut-4 Peaker (Medan)	PLTGU/MGU					250					
	Sidikalang-1	PLTA					15					
	Redelong	PLTA					18					
	Air Putih	PLTA				21						
	Simonggo-2	PLTA							90			
	Meureubo-2	PLTA						59				
	Ketahun-1	PLTA								84		
	Kumbih-3	PLTA								48		
	Masang-3	PLTA								89		
	Sibundong-4	PLTA								120		
	Tampur-1	PLTA										428
	Lawe Alas	PLTA										151
	Jambu Aye	PLTA										160
	Sumatera Pump Storage-1	PLTA									500	
	Sumatera Pump Storage-2	PLTA										500
	Truck Mounted T. Jabung Timur	PLTG/MG		100								
	Truck Mounted Lampung	PLTG/MG		100								
	Truck Mounted Sumut	PLTG/MG		100								
	Barge Mounted Sumut	PLTG/MG		250								
4	**Total Tambahan**	MW	1.315	825	1.090	1.635	4.297	1.166	755	1.234	1.130	2.627
5	Total Kapasitas Sistem	MW	**9.692**	**10.482**	**11.446**	**12.918**	**17.215**	**18.381**	**19.136**	**20.370**	**21.500**	**24.127**
6	**Jumlah Daya Mampu Netto**	MW	7.517	7.966	8.740	10.017	14.284	15.450	16.205	17.449	18.579	21.206
	Reserve Margin (DMN)	%	**34**	**30**	**31**	**36**	**77**	**74**	**67**	**65**	**57**	**61**

Neraca Daya sistem interkoneksi Sumatera direncanakan dengan *reserve margin* yang tinggi, yaitu tertinggi mencapai 77% pada tahun 2019, hal ini disebabkan karena :

1. Adanya tambahan pembangkit baru yang masuk sebelum tahun 2020 dengan total kapasitas 800 MW yang terdiri dari *Barge Mounted* PP Belawan 250 MW, *Truck Mounted* PP Kuala Tanjung 100 MW, Truck Mounted PP Tanjung Jabung Timur 100 MW, Truck Mounted PP Lampung 100 MW dan PLTGU IPP Riau 250 MW.
2. Perubahan unit *size* PLTU Jambi dari 2 x 400 MW menjadi 2 x 600 MW.
3. Mempercepat COD PLTU jambi dan PLTU Riau Kemitraan yang masing-masing berkapasitas 2x600 MW menjadi tahun 2019
4. Pada RUPTL 2015-2024 terdapat rencana tambahan pembangkit baru pada sistem Sumatera, yaitu sebagai berikut :
   - PLTA Tampur-1 (428 MW), COD tahun 2024.
   - PLTA Lawe Alas (151 MW), COD tahun 2024
   - PLTA Jambu Aye (160 MW), COD tahun 2024
   - Sumatera Pump Storage-1 (500 MW), COD tahun 2023.
   - Sumatera Pump Storage-2 (500 MW), COD tahun 2024.
   - PLTGU IPP Riau (250 MW), COD tahun 2018.
   - *Mobile Power* (*Barge Mounted* dan *Truck Mounted*) dengan total kapasitas 625 MW , COD tahun 2016.

Disamping adanya tambahan pembangkit baru, pada RUPTL 2015-2024 ini terdapat beberapa proyek yang dikeluarkan, sebagai berikut :

1. PLTU sewa Dumai 240 MW, karena sampai saat ini belum kontrak.
2. PLTGU Riau 50 MW, karena tidak memenuhi persyaratan IPP.

<u>Proyek-proyek strategis</u>

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Pangkalan Susu, PLTU Tarahan, PLTU Tenayan) dan PLTA Peusangan 1-2 serta 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. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu : PLTMG Arun (200 MW), Sumbagut-1 (250 MW), Riau (200 MW), Jambi (100 MW) dan Lampung (200 MW) merupakan proyek pembangkit strategis karena untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sistem Sumatera pada saat beban puncak yang saat ini masih dioperasikan dengan BBM.
3. Pembangkit MPP merupakan proyek yang strategis, karena pembangkit ini dapat dipindah-pindah sehingga sangat bermanfaat untuk mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit serta untuk memenuhi demand.
4. Pembangkit skala besar yang listriknya juga akan disalurkan ke sistem interkoneksi Sumatera disamping ditransfer ke Jawa melalui transmisi 500 kV HVDC harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.
5. PLTU Jambi 2x600 MW dan PLTA Merangin 350 MW di Provinsi Jambi serta PLTA Batang Toru 510 MW di provinsi Sumatera Utara merupakan proyek strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.

6.4.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali

Penambahan Pembangkit Sistem Jawa Bali

Pada Tabel 6.19 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2015-2024 untuk wilayah Jawa-Bali.

Tabel 6. 19 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
PLN											
PLTU	660	350		315	1.660						2.985
PLTP											-
PLTGU		450	2.200	1.600							4.250
PLTG	200	4				3					207
PLTM											-
PLTA					110						110
PS					1.040						1.040
PLT Lain							1				1
Jumlah	**860**	**804**	**2.200**	**1.915**	**2.810**	**3**	**1**	**-**	**-**	**-**	**8.593**
IPP											-
PLTU	994	625		1.600	10.100	1.200	600				15.119
PLTP	30	30			220	825	440	205	110		1.860
PLTGU		300	650	1.600							2.550
PLTG											-
PLTM	21	16	67	55	69	104					333
PLTA			47								47
PS											-
PLT Lain					50						50
Jumlah	**1.045**	**971**	**764**	**3.255**	**10.439**	**2.129**	**1.040**	**205**	**110**	**-**	**19.959**
Unallocated											-
PLTU							1.260	1.660	3.000	3.000	8.920
PLTP								10			10
PLTGU											-
PLTG						3	3				6
PLTM											-
PLTA						137					137
PS								450	450		900
PLT Lain											-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**140**	**1.263**	**2.120**	**3.450**	**3.000**	**9.973**
Total											-
PLTU	1.654	975	-	1.915	11.760	1.200	1.860	1.660	3.000	3.000	27.024
PLTP	30	30	-	-	220	825	440	215	110	-	1.870
PLTGU	-	750	2.850	3.200	-	-	-	-	-	-	6.800
PLTG	200	4	-	-	-	6	3	-	-	-	213
PLTM	21	16	67	55	69	104	-	-	-	-	333
PLTA	-	-	47	-	110	137	-	-	-	-	294
PS	-	-	-	-	1.040	-	-	450	450	-	1.940
PLT Lain	-	-	-	-	50	-	1	-	-	-	51
Jumlah	**1.905**	**1.775**	**2.964**	**5.170**	**13.249**	**2.272**	**2.304**	**2.325**	**3.560**	**3.000**	**38.525**

Tabel 6.19 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

– Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2015-2024 adalah 38,5 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 3,8 GW per tahun, termasuk PLTM skala kecil tersebar sebesar 333 MW dan PLT Bayu 50 MW.

– PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 27,0 GW atau 70,1%, disusul oleh PLTGU gas dengan kapasitas 6.8 GW atau 17,7% dan PLTG/MG 0,2 GW atau 0,6%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 1,9 GW atau 4,9%, PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 2,6 GW atau 6,7%, dan pembangkit lainnya 0,05 GW atau 0,1%.

Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.20.

Tabel 6. 20 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2015-2024

PROYEK		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kebutuhan Energi	GWh	165.350	178.256	192.454	207.123	222.764	239.471	258.319	278.620	300.755	324.352
Pertumbuhan	%	7,6	7,8	8,0	7,6	7,6	7,5	7,9	7,9	7,9	7,8
Produksi Energi	GWh	188.005	202.841	218.866	235.619	254.211	276.847	300.172	324.826	350.229	377.367
Faktor Beban	%	79,3	79,4	79,5	79,6	79,7	79,8	79,9	80,0	80,1	80,2
Beban Puncak Bruto	MW	27.061	29.159	31.423	33.786	36.406	39.599	42.881	46.345	49.907	53.707
Beban Puncak Netto	MW	25.875	27.840	29.993	32.213	34.578	37.103	39.960	43.031	46.376	49.934
KAPASITAS											
Daya Mampu Netto	MW	**28.549**	**28.549**	**28.549**	**28.549**	**28.318**	**27.393**	**27.393**	**27.393**	**27.393**	**27.393**
Kapasitas Terpasang	MW	**32.315**	**32.695**	**32.695**	**32.695**	**32.463**	**31.538**	**31.538**	**31.538**	**31.538**	**31.538**
PLN	MW	**26.655**	**26.655**	**26.655**	**26.655**	**26.423**	**25.498**	**25.498**	**25.498**	**25.498**	**25.498**
Retired/Mothballed		**-**	**-**	**-**	**-**	**(231)**	**(800)**	**-**	**-**	**-**	**-**
IPP	MW	**5.660**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**	**6.040**
Pembangkit PLN On Going & Committed											
Pelabuhan Ratu	PLTU										
Tj. Awar-awar	PLTU		350								
Adipala	PLTU	660									
Indramayu #4 (FTP2)	PLTU					1.000					
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA					1.040					
Peaker Pesanggaran	PLTMG	200									
Sub Total PLN On Going & Committed		**860**	**350**	**-**	**-**	**1.915**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Pembangkit IPP On Going & Committed											
Celukan Bawang	PLTU	380									
Banten	PLTU		625								
Sumsel-8 MT	PLTU					1.200					
Sumsel-9 MT (PPP)	PLTU						600	600			
Sumsel-10 MT (PPP)	PLTU						600				
Cilacap exp	PLTU	614									
Madura	PLTU										
Jawa Tengah (PPP)	PLTU					1.900					
Rajamandala	PLTA			47							
Patuha (FTP2)	PLTP					110					
Kamojang-5 (FTP2)	PLTP	30									
Karaha Bodas (FTP2)	PLTP		30				110				
Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	PLTP					55	55				
Ijen (FTP2)	PLTP						110				
Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP							55			
Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP						55	110			
Cibuni (FTP2)	PLTP						10				
Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	PLTP						60				
Cisolok - Cisukarame (FTP2)	PLTP						50				
Ungaran (FTP2)	PLTP							55			
Wayang Windu 3-4 (FTP2)	PLTP						220				
Dieng (FTP2)	PLTP					55		55			
Tampomas (FTP2)	PLTP						45				
Baturaden (FTP2)	PLTP							110		110	
Guci (FTP2)	PLTP							55			
Rawa Dano (FTP2)	PLTP						110				
Umbul Telomoyo (FTP2)	PLTP								55		
Gn. Ciremai (FTP2)	PLTP								110		
Gn. Endut (FTP2)	PLTP								40		
Sub Total IPP On Going & Committed		**1.024**	**655**	**47**	**-**	**1.770**	**3.575**	**1.040**	**205**	**110**	**-**
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Jawa-1 (Load Follower)	PLTGU				1.600						
Jawa-2 (Load Follower)	PLTGU				800						
Jawa-3 (Load Follower)	PLTGU				800						
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU			650							
Grati Add-on Blok 2	PLTGU		150								
Peaker Muara Karang	PLTGU			500							
Peaker Grati	PLTGU		300	150							
Peaker Jawa-Bali 1	PLTGU/MG			400							
Peaker Jawa-Bali 2	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 3	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 4	PLTGU/MG		300	150							
Karangkates #4-5 (Jatim)	PLTA						100				
Kesamben (Jatim)	PLTA						37				
Jatigede (FTP2)	PLTA					110					
Matenggeng PS	PLTA								450	450	

Tabel 6. 20 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2015-2024 (Lanjutan)

PROYEK		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Indramayu #5	PLTU										1.000
Lontar Exp #4	PLTU				315						
Jawa-1 (FTP2)	PLTU					1.000					
Jawa-3 (FTP2)	PLTU							660	660		
Jawa-4 (FTP2)	PLTU					2.000					
Jawa-5 (FTP2)	PLTU					2.000					
Jawa-6 (FTP2)	PLTU									2.000	
Jawa-7	PLTU					2.000					
Jawa-8	PLTU				1.000						
Jawa-9	PLTU				600						
Jawa-10	PLTU					660					
Jawa-11	PLTU							600			
Jawa-12	PLTU								1.000	1.000	
Jawa-13	PLTU										2.000
Bedugul	PLTP								10		
Total Rencana Tambahan Kapasitas	**MW**	**-**	**750**	**2.850**	**5.115**	**7.770**	**137**	**1.260**	**2.120**	**3.450**	**3.000**
Total Tambahan Kapasitas	**MW**	**1.884**	**1.755**	**2.897**	**5.115**	**13.005**	**2.162**	**2.300**	**2.325**	**3.560**	**3.000**
TOTAL KAPASITAS SISTEM	**MW**	**35.304**	**37.439**	**40.336**	**45.451**	**58.224**	**59.461**	**61.761**	**64.086**	**67.646**	**70.646**
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	**MW**	**32.757**	**34.738**	**37.426**	**42.172**	**54.024**	**55.172**	**57.306**	**59.463**	**62.767**	**65.550**

Proyek PLTU FTP1 di Jawa Bali yang telah selesai dan beroperasi pada tahun 2014 adalah sebesar 1.050 MW, yaitu PLTU Pelabuhan Ratu Unit 2-3 (2x350 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-1 (1x350 MW). Selanjutnya dapat dilihat pada Tabel 6.20 bahwa PLTU Adipala (1x660 MW) akan beroperasi tahun 2015 dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (1x350 MW) beroperasi tahun 2016. Sehingga total kapasitas pembangkit FTP1 Jawa Bali sebesar 7.490 MW akan selesai dan beroperasi seluruhnya pada tahun 2016. Proyek pembangkit FTP2 juga mengalami keterlambatan dalam implementasinya.

Dari neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 25-56%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2015 (27%), 2016 (25%) dan 2017 (25%) karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTA *Upper* Cisokan (1040 MW), PLTGU Jawa-1 (800 MW), PLTGU Muara Karang, PLTGU Grati, PLTU Lontar ekspansi dan beberapa PLTP.

Kondisi *reserve margin* yang masih rendah tersebut, sudah memperhitungkan penambahan serta memajukan COD beberapa PLTGU dan PLTG/MG *peaker* yang masa pembangunannya lebih cepat, dengan rencana COD tahun 2017. Selain itu diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Kondisi *reserve margin* tahun 2019 sebesar 56% dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Dalam neraca daya sistem Jawa Bali terdapat beberapa pembangkit yang jadwal COD nya mundur, pembangkit yang COD nya harus dimajukan untuk

menaikkan *reserve margin* pada tahun tertentu, perubahan nama pembangkit, perubahan *unit size* dan penambahan pembangkit baru, dengan penjelasan sebagai berikut:

- Pembangkit PLN dan IPP on going & committed yang jadwalnya mundur adalah:
  - PLTMG *Peaker* Pesanggaran (200 MW) mundur dari tahun 2014 ke tahun 2015.
  - PLTA *Upper* Cisokan (1040 MW) mundur dari tahun 2017 ke tahun 2019.
  - PLTU IPP MT Sumsel 8 (2x600 MW) mundur dari tahun 2018 ke tahun 2019, PLTU MT Sumsel-9 (2x600 MW) mundur dari tahun 2018 ke tahun 2020/2021 dan PLTU MT Sumsel-10 (600 MW) mundur dari tahun 2018 ke tahun 2020.
  - PLTU IPP Jawa Tengah (2x950 MW) mundur dari tahun 2018/2019 ke tahun 2019.
  - Sebagian besar PLTP FTP-2 (1.500 MW) juga mundur dari tahun 2019 ke tahun 2020/2021.
- Pembangkit yang masih dalam proses persiapan pra konstruksi yang jadwalnya mundur adalah:
  - PLTGU (*Load Follower*) Jawa-1 (2x800 MW), RUPTL sebelumnya hanya 1x800 MW) mundur dari tahun 2017 ke tahun 2018.
  - PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW) mundur dari tahun 2016 ke tahun 2017 dan PLTGU *Peaker* Grati (450 MW) mundur dari tahun 2015 ke tahun 2016/2017.
  - PLTA Karang Kates (100 MW), PLTA Kesamben (37 MW) mundur dari tahun 2019 ke tahun 2020 dan PLTA Jatigede (110 MW) mundur dari tahun 2017 ke tahun 2019. PLTA Matenggeng (900 MW) juga mundur dari tahun 2020 ke tahun 2022/2023.
  - PLTU Jawa-1 (1.000 MW) mundur dari tahun 2018 ke tahun 2019, PLTU Jawa-3 (2x660 MW) mundur dari tahun 2019 ke tahun 2021/2022 dan PLTU Jawa-6 (2x1.000 MW) mundur dari tahun 2020 ke tahun 2023.
- Pembangkit yang dikeluarkan dari RUPTL dan sekaligus dikeluarkan dari daftar FTP-2 adalah PLTU Madura (2x200 MW) karena pengembang tidak berhasil membentuk SPC dan tidak dapat mencapai *financial closing*,

sehingga kontrak PPA diterminasi. Selain itu PLTA Kalikonto (62 MW) juga dikeluarkan dari RUPTL karena dari *site survey* PLN – ADB tahun 2012 menunjukkan bahwa calon lokasi proyek tidak *feasible* dari segi environmental dan sosial.

- Pembangkit yang mengalami perubahan lokasi adalah PLTGU Jawa-1, lokasi semula di Gresik kemudian dipindah ke Provinsi Jawa Barat, PLTGU Jawa-2 lokasi semula di Grati kemudian dipindah ke Priok, PLTU Jawa-5 dan PLTU Jawa-6 lokasi semula di Karawang, kemudian dipindah ke Provinsi Banten/Jawa Barat.
- Penambahan pembangkit baru untuk memenuhi pertumbuhan beban adalah PLTGU Jawa-1 (1x800 MW) menjadi 2x800 MW, PLTGU Jawa-3 (1x800 MW), PLTGU Grati *Add-on* (150 MW), PLTGU/MG *Peaker* Jawa-Bali 1-2-3-4 (4x450/500 MW), PLTU Jawa-8 (1.000 MW), PLTU Jawa-9 (600 MW), PLTU Jawa-10 (660 MW), PLTU Jawa-11 (600 MW), PLTU Jawa-12 (2x1.000 MW) dan PLTU Jawa-13 (2x1.000 MW)
- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis berskala besar yang direncanakan sebagai berikut
    - PLTU Jawa Tengah (2x950 MW): Proyek ini sangat strategis, merupakan proyek kelistrikan pertama yang menggunakan skema Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) dengan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005 jo Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010, dibutuhkan sistem pada tahun 2017 dan 2018, tapi karena pembebasan lahan belum tuntas, maka COD mundur menjadi tahun 2019.
    - PLTU Indramayu (2x1.000 MW): Proyek ini sangat strategis, relatif dekat dengan pusat beban di Jabodetabek. Dibutuhkan sistem pada tahun 2019, Diharapkan dengan adanya program pembangunan pembangkit 35 GW dalam 5 tahun kedepan, masalah pembebasan lahan dan perizinan dari Pemda dapat diselesaikan, sehingga diharapkan COD tahun 2019.
    - PLTU Jawa-1 (1.000 MW): dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi dengan titik koneksi ke GITET Mandirancan.
    - PLTU Jawa-3 (2x660 MW): dapat dialokasikan untuk PLTU IPP Tanjung Jati A yang akan dikembangkan oleh PT TJPC, atau

pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke *switching station* 500 kV antara Pemalang dan Indramayu.

- PLTU Jawa-4 (2x1.000 MW): dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP, dengan titik koneksi ke GITET Tanjung Jati atau di tempat lain sesuai kebutuhan sistem.
- PLTU Jawa-5 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh IPP eksisting dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten dengan titik koneksi GITET Balaraja atau *Incomer* SUTET 500 kV Tasik - Depok.
- PLTU Jawa-6 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP, dalam RUPTL 2013-2022 pembangkit ini berlokasi di Karawang/Bekasi kemudian dipindah ke lokasi Jawa Barat, Banten atau DKI Jakarta.
- PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW) lokasi di Bojonegara diatas lahan PLN seluas 170 ha, rencana COD tahun 2019, pre-FS sudah dilakukan, saat ini dalam tahap penyelesaian FS dan penyusunan AMDAL, dikembangkan sebagai proyek IPP dengan titik koneksi *Incomer - double pi* SUTET Suralaya Baru – Bojanegara – Balaraja Baru pada tahun 2019.
- PLTU Jawa-8 (1.000 MW) akan dilaksanakan oleh pengembang eksisting yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah.
- PLTU Jawa-9 (600 MW) akan dilaksanakan oleh pengembang eksisting yang berlokasi di provinsi Banten.
- PLTU Jawa-10 (660 MW) merupakan ekspansi dari PLTU Adipala.
- PLTU Jawa-11 (600 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP yang berlokasi di provinsi Jawa Barat.
- PLTU Jawa-12 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP yang belokasi di provinsi Jawa Barat.
- PLTU Jawa-13 (2x1.000 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP.
- PLTGU Jawa-1 (2x800 MW), lokasi semula di Gresik untuk memenuhi kebutuhan pembangkit medium, karena kepastian ketersediaan gas yang belum siap, sehingga lokasi dipindah ke provinsi Jawa Barat dekat pusat beban Jakarta dan akan dikembangkan oleh IPP.

- PLTGU Jawa-2 (1x800 MW), semula berlokasi di Grati, karena sampai saat ini belum ada indikasi pasokan gas sehingga lokasi dipindah ke Priok dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-3 (1x800 MW), tambahan pembangkit medium yang berlokasi di Gresik, diharapkan ketersediaan gas dari blok Cepu.

Regional Balance Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per region yang sangat berbeda antara Jawa Bagian Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6.21, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 6. 21 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2014

Regional Balance	Jawa Bagian Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur dan Bali	Jawa-Bali
Daya Mampu Neto (MW)	16.948	5.142	9.116	31.206
Beban Puncak Neto (MW)	14.407	3.658	5.717	23.782
Reserve margin (%)	18	41	59	31

Kandidat lokasi untuk membangun pembangkit baru tersebut adalah Bekasi, Indramayu, Cirebon, Banten, Lontar, Bojonegara dan Muara Karang.

6.4.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2015-2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 14,2 GW untuk seluruh wilayah Indonesia Timur, termasuk *committed* dan *ongoing projects* seperti ditunjukkan pada Tabel 6.22 dibawah.

Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 7,0 GW (50,2%), disusul PLTG/GU/MG 4 GW (27,6%), kemudian PLTA/PLTM 2,7 GW (19,7%) dan PLTP serta pembangkit lainnya 0,4 GW (2,6%).

Tabel 6. 22 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW)

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
PLN											
PLTU	509	279	299	599	475	350	-	-	-	-	2.511
PLTP	-	-	-	10	15	-	20	-	-	100	145
PLTGU	-	-	450	450	150	-	-	-	-	-	1.050
PLTG	-	1.140	926	240	-	-	-	-	-	-	2.306
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	5	1	11	24	15	9	-	-	-	-	65
PLTA	20	-	-	-	-	138	148	231	20	150	707
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**534**	**1.420**	**1.686**	**1.323**	**655**	**497**	**168**	**231**	**20**	**250**	**6.783**
IPP											-
PLTU	31	74	179	597	805	650	300	200	200	-	3.036
PLTP	-	-	20	20	25	10	35	80	20	-	210
PLTGU	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTG	-	20	40	-	100	-	-	-	-	-	160
PLTD	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	12	-	47	62	46	39	-	-	-	-	207
PLTA	-	-	-	-	-	166	153	147	333	693	1.490
PLT Lain	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**43**	**94**	**331**	**679**	**986**	**865**	**488**	**427**	**553**	**693**	**5.158**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	-	-	25	50	175	675	525	1.450
PLTP	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	5
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG	-	-	-	-	-	55	185	165	15	110	530
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	22	83	60	79	14	257
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**102**	**323**	**400**	**769**	**649**	**2.242**
Total											-
PLTU	540	353	478	1.196	1.280	1.025	350	375	875	525	6.997
PLTP	-	-	20	30	40	10	60	80	20	100	360
PLTGU	-	-	485	450	150	-	-	-	-	-	1.085
PLTG	-	1.160	966	240	100	55	185	165	15	110	2.996
PLTD	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTM	18	1	58	86	61	48	-	-	-	-	272
PLTA	20	-	-	-	-	326	383	438	431	856	2.453
PLT Lain	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Jumlah	**577**	**1.514**	**2.017**	**2.002**	**1.641**	**1.464**	**978**	**1.058**	**1.341**	**1.591**	**14.182**

Neraca Daya Sistem Kalbar:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2015-2024 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.23 berikut :

Tabel 6. 23 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2015-2024

Kebutuhan dan Pasokan	Satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kebutuhan											
Produksi	GWh	**1.939**	**2.195**	**2.814**	**3.451**	**3.846**	**4.349**	**4.842**	**5.371**	**5.983**	**6.659**
Faktor Beban	%	**66**	**68**	**66**	**67**	**67**	**66**	**66**	**66**	**66**	**66**
Beban Puncak Bruto	MW	**334**	**371**	**485**	**592**	**658**	**754**	**839**	**929**	**1.033**	**1.148**
Pasokan	MW	**486,1**	**222,1**	**216,7**	**118,8**	**124,8**	**131,2**	**131,2**	**131,2**	**131,2**	**131,2**
Kapasitas Terpasang											
PLN	**MW**	**204,1**	**104,1**	**88,7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTG		**30,0**	**30,0**	**30,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- PLTG SIANTAN	MW	30,0	30,0	30	-	-	-	-	-	-	-
PLTD		**74,1**	**74,1**	**58,7**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
- PLTD SIANTAN	MW	33,2	33,2	33	-	-	-	-	-	-	-
- PLTD SEI RAYA	MW	25,5	25,5	26	-	-	-	-	-	-	-
- PLTD SUDIRMAN	MW	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
- PLTD SIE WIE	MW	11	11	-	-	-	-	-	-	-	-
Interkoneksi dengan Sub Sistem		**13**	**13**	**58**	**119**	**125**	**131**	**131**	**131**	**131**	**131**
Pembangkit Sewa	MW	**169**	**105**	**70**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
MOBILE POWER PLANT		100									
Retired & Moultbolled (PLN)	MW	119	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TAMBAHAN KAPASITAS											
PLN ON GOING & COMMITTED											
Power Purchase dengan SESCo (Peaking)	275 KV		130								
Power Purchase dengan SESCo (Baseload)	275 KV	50	50				-50				
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU		55								
Parit Baru (FTP1)	PLTU		100								
Parit Baru - Loan China (FTP2)	PLTU			55	55						
IPP ON GOING & COMMITTED											
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Nanga Pinoh	PLTA								98		
Kalbar - 1	PLTU				200						
Kalbar Peaker	PLTGU/MG					100					
Kalbar - 2	PLTU						200	200			
Kalbar - 3	PLTU									200	200
TAMBAHAN KAPASITAS	MW	50	335	55	255	100	150	200	98	200	200
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	**536**	**607**	**657**	**814**	**920**	**1076**	**1276**	**1374**	**1574**	**1774**
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	**482**	**546**	**591**	**732**	**828**	**969**	**1149**	**1237**	**1417**	**1597**

Selama periode tahun 2015-2024 di sistem Kalbar direncanakan akan ada tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 1.463 MW tidak termasuk rencana impor dari Serawak. Rencana impor listrik pada waktu beban beban puncak dari Serawak hingga tahun 2019 adalah untuk mengurangi penggunaan BBM di Kalbar, mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Selain itu terbuka kemungkinan bagi PLN untuk membeli listrik di luar waktu beban puncak jika penyelesaian PLTU batubara di Kalimantan Barat terlambat. Setelah tahun 2019 diperkirakan PLN hanya akan membeli tenaga listrik selama waktu beban puncak karena semua pembangunan pembangkit beban dasar (PLTU) akan selesai.

Reserve margin berkisar antara 30% sampai 47% kecuali tahun 2015 dibawah 10% sehingga perlu dilakukan penambahan pembangkit yang bersifat sementara.

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

– Pembangunan transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar–Serawak yang membentang dari Bengkayang sampai perbatasan Serawak yang direncanakan selesai tahun 2015, serta proyek transmisi 150 kV yang terkait dengan interkoneksi ini.
– Proyek pembangkit FTP1 yaitu Parit Baru dan Pantai Kura-Kura serta proyek pembangkit Parit Baru FTP2 dan pembangkit Kalbar *peaker*.

Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2015-2024 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.24. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

Tabel 6. 24 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2015-2024

PROYEK		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
			Interkoneksi Kalselteng - Kaltim (2016)								
					Interkoneksi Kalselteng-Kaltim-Kaltara (2018)						
Kebutuhan											
Produksi	GWh	6.591	7.730	8.737	10.188	11.109	12.181	13.316	14.425	15.630	16.946
Faktor Beban	%	66,8	66,8	66,8	67,0	67,2	67,4	67,7	67,8	67,9	68,0
Beban Puncak Bruto	MW	1.127	1.322	1.494	1.736	1.887	2.062	2.246	2.429	2.628	2.845
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	1.264	1.176	763	580	580	580	580	580	540	540
Daya Mampu Netto		1.023	952	638	537	537	537	537	537	497	497
PLN		637	661	445	415	415	415	415	415	415	415
IPP	MW	50	61	61	82	82	82	82	82	82	82
EXCESS POWER	MW	122	122	93	-	-	-	-	-	-	-
SEWA	MW	214	109	40	40	40	40	40	40	-	-
MOBILE POWER PLANT	MW	200	230	-	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	129	151	-	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
PLN ON GOING & COMMITTED											
Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bangkanai (FTP2)	PLTMG/GU	-	155	140	-	-	-	-	-	-	-
Sampit	PLTU	-	-	-	50	-	-	-	-	-	-
Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IPP ON GOING & COMMITTED											
Embalut (Ekspansi)	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim (MT)	PLTU	-	-	55	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel (FTP2)	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-
Senipah	PLTG	-	-	-	-	-					
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Kalsel Peaker 1	PLTG/MG/GU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	100	-	-	-
Kaltim Peaker 2	PLTG/MG/GU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim Peaker 3	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	-	100	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Kusan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65
Kalselteng 1	PLTU	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Kalselteng 2	PLTU	-	-	-	-	100	100				
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-
Kaltim 3	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	200	200	-
Kaltim 4	PLTU	-	-	-	-	100	100	-	-	-	-
Kaltim 5	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	200	200
TAMBAHAN KAPASITAS	MW	340	169	530	250	500	400	200	300	400	320
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1.896	1.977	2.094	2.161	2.661	3.061	3.261	3.561	3921	4241
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1.655	1.753	1.969	2.118	2.618	3.018	3.218	3.518	3878	4198

Sesuai neraca daya tersebut, di sistem Kalseltengtimra akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa kedepan di Kalsel, Kalteng, Kaltim dan Kaltara akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Selama periode tahun 2015-2024, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 3.409 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 39% sampai 57% kecuali 2015 di sistem Kalselteng RM dibawah 25%.

Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dalam tahap kontruksi akan selesai pembangunannya. Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2018/2019.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Kalteng 2x60 MW di Pulang Pisau dan PLTU Kaltim 2x110 MW di Teluk Balikpapan.
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU IPP Kalsel 2x100 MW, PLTU IPP Kaltim 2x100 MW, Bangkanai *Peaker* 155 MW dan 140 MW.
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kalselteng 3 (2x100 MW), Kaltim 3 (2x200 MW), Kaltim 4 (2x100 MW), dan Kaltim 5 (2x200 MW).
- Proyek pembangkit *peaker* yaitu : Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kalsel *Peaker* 2 (100 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW) dan Kaltim *Peaker* 3 (100 MW) dengan bahan bakar LNG.
- *Mobile power plant* (MPP) 200 MW di Kalsel dengan bahan bakar *dual fuel* untuk memenuhi kebutuhan beban dan bersifat jangka pendek, terkait beberapa proyek pembangkit IPP mundur dari jadwal semula.
- Pembangunan PLTMG berbahan bakar *dual fuel* di beberapa sistem isolated di Kalimantan Utara yaitu di Malinau dan di Tanjung Selor untuk memenuhi kebutuhan beban didaerah tersebut yang tumbuh pesat setelah terbentuk Provinsi Kalimantan Utara.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit existing dan MPP.

<u>Neraca Daya Sistem Sulbagut:</u>

Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut) merupakan pengembangan dari sistem interkoneksi 150 kV Minahasa – Gorontalo kearah Sulawesi Tengah bagian utara yaitu arah Moutong, Tolitoli, hingga Buol dan diharapkan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol selesai dibangun.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2015-2024 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.25. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.224 MW dan *reserve margin* (RM) cukup tinggi berkisar antara 33% sampai 64% kecuali tahun 2015-2017 dibawah 20% sehingga perlu upaya khusus yaitu memperpanjang masa sewa mesin dan memasang *mobile power plant*.

Tabel 6. 25 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2015-2024

PROYEK		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
				Interkoneksi Sulut-Gorontalo-Tolitoli (2017)							
Produksi Energi	GWh	2.098	2.321	2.780	3.110	3.443	3.811	4.338	4.775	5.263	5.804
Load Factor	%	68	68	69	70	70	70	72	72	72	73
Beban Puncak Bruto	MW	350	387	459	508	562	622	686	755	832	913
Beban Puncak Netto	MW	328	365	427	472	526	586	631	700	777	857
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	457	522	278	278	212	212	212	212	212	212
Daya Mampu Netto		410	475	230	230	201	201	201	201	201	201
PLN	MW	245	245	205	205	176	176	176	176	176	176
IPP	MW	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
SEWA	MW	140	205	-	-	-	-	-	-	-	-
Mobile Power Plant			100	100							
Retired & Mothballed		-	-	105	-	-	-	-	-		
Tambahan Kapasitas											
SEWA											
PLTU Sewa Amurang (2x25)	PLTU			50							
PLN ON GOING & COMMITTED											
Gorontalo (FTP1)	PLTU	→	25	25							
IPP ON GOING & COMMITTED											
Gorontalo (Terkendala)	PLTU			14							
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Sulut 1	PLTU				50						
Tolitoli	PLTU						25	25			
Sulut 3	PLTU					50	50				
Sulbagut 1	PLTU					50	50				
Sulbagut 2	PLTU			-					100	100	
Sulbagut 3	PLTU					50	50				
Poigar 2	PLTA							30			
Sawangan	PLTA						12				
Minahasa Peaker	PLTG/MG/GU	-		150							
Gorontalo Peaker	PLTG/MG/GU				100						
Sulbagut Peaker	PLTG/MG/GU										100
Kotamobagu (FTP2)	PLTP										80
Lahendong 5 (FTP2)	PLTP	-		20							
Lahendong 6 (FTP2)	PLTP		-		20						
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	-	25	359	170	150	187	55	100	100	180
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	457	547	662	732	816	1003	1058	1158	1258	1438
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	410	500	614	684	805	992	1047	1147	1247	1427

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) dan PLTU Sulut 1 (2x25 MW).
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTP IPP Lahendong 5 dan 6 (2x20 MW), PLTP Kotambagu (total 80 MW).
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulut 3 (2x50 MW), Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW) dan Sulbagut 2 (2x100 MW).
- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Minahasa *Peaker* 150 MW, Gorontalo *Peaker* 100 MW, serta *mobile power plant* (MPP) kapasitas 100 MW. MPP ini diharapkan tahun 2016 sudah beroperasi dan bersifat sementara sebelum pembangkit non-BBM selesai pembangunannya, agar periode tahun 2016-2017 tidak terjadi defisit daya.

Neraca Daya Sistem Sulbagsel:

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2016 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi sistem Sulsel dengan sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV GI Wotu. Rencana penempatan pembangkit di sistem Sulsel-Sulbar, Sultra, Sulteng diupayakan seimbang dengan menganut kriteria *regional balance.*

Dalam rangka mengoptimalkan potensi tenaga hidro yang sangat besar dan tersebar di Provinsi Sulsel, Sulbar, Sulteng dan Sultra, akan banyak dibangun proyek PLTA oleh pengembang swasta dengan kapasitas total sekitar 1.580 MW dan oleh PLN sekitar 425 MW selama tahun 2015-2024. Selain itu, masih ada beberapa potensi tenaga hidro lainnya yang akan dikembangkan menjadi PLTA oleh pihak swasta dengan kapasitas total sekitar 790 MW dan saat ini dalam tahap studi kelayakan. Jika hasil studi menunjukan layak secara teknis dan keekonomian, maka rencana proyek PLTA ini nantinya dapat dikembangkan dan diperhitungkan didalam neraca daya sistem Sulbagsel. Jika semua potensi tenaga hidro tersebut dikembangkan, maka akan ada tambahan kapasitas PLTA total sekitar 2.800 MW.

Selain potensi tenaga hidro, potensi tenaga angin di Sulsel yang cukup besar juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik (biasa disebut PLTB) yang tersambung ke Grid Sulsel, namun tidak diperhitungkan didalam neraca daya karena bersifat intermitten / tidak kontinyu.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga perlu diantisipasi dengan membangun pembangkit lain yang dapat menutupi kekurangan daya pada saat musim kemarau untuk PLTA, dan saat tidak ada angin untuk PLTB.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2015-2024 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.26. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.357 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 32% smpai 53% kecuali tahun 2015 dan 2017 dibawah 30%.

Tabel 6. 26 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2015-2024

PROYEK	Sat/Jenis	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
		Sistem Sulsel interkoneksi dengan Palu (2014)									
				Sistem Sulsel Interkoneksi dengan Kendari (2017)							
Produksi	GWh	7.004	8.624	11.022	13.552	14.875	16.280	17.600	19.230	20.726	22.505
Faktor Beban	%	68	73	70	69	69	69	69	69	69,4	69,5
Beban Puncak Bruto	MW	1.178	1.345	1.798	2.243	2.451	2.680	2.895	3.164	3.407	3.694
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	1.545	1.745	1.778	1.353	1.024	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070
Daya Mampu Netto	MW	1.465	1.665	1.685	1.348	1.068	1.018	1.018	1.058	1.058	1.058
PLN	MW	394	394	430	381	251	251	251	291	291	291
IPP	MW	820	820	820	767	767	767	767	767	767	767
SEWA	MW	250	250	235	-	-	-	-	-	-	-
Mobile Power Plant	MW	-	200	200	200	50	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	-	87	178	-	-	-		
TAMBAHAN KAPASITAS											
PLN ON GOING & COMMITTED											
IPP ON GOING & COMMITTED											
Mamuju	PLTU	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Tawaeli Ekspansi	PLTU	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Makassar Peaker	PLTGU	-	-	300	150	-	-	-	-	-	-
Sulsel Peaker	PLTGU	-	-	-	300	150	-	-	-	-	-
Punagaya (FTP2)	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Jeneponto 2	PLTU	-	-	-	125	125	-	-	-	-	-
Kendari 3	PLTU	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-
Sulsel Barru 2	PLTU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Sulsel 2	PLTU	-	-	-	-	200	200	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Wajo	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Poso 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	60	60	-	-
Poko	PLTA	-	-	-	-	-	-	117	117	-	-
Konawe	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-
Lasolo	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	73	73
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	-	126	-	-	-	-
Karama (Unsolicited)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190
Bonto Batu (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110
Malea (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	90	-	-	-	-
Salu Uro	PLTA	-	-	-	-	-	48	48	-	-	-
Kalaena 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	27	27	-	-
Seko 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	160	320
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	100	100	-
Paleleng	PLTA	-	-	-	-	-	-	20	20	-	-
Tabulahan	PLTA	-	-	-	-	-	10	10	-	-	-
Masupu	PLTA	-	-	-	-	-	18	18	-	-	-
Bora Pulu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-
Marana (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
PLTM Tersebar Sulselbar	PLTM	11	14	12	23	10	25	-	-	-	-
PLTM Tersebar Palu-Poso	PLTM	5	4	-	15	11	14	-	-	-	-
PLTM Tersebar Sultra	PLTM	-	-	-	2	-	4	-	-	-	-
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	16	68	472	915	596	534	299	384	398	693
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1.560	1.829	2.334	2.824	3.091	3.671	3.970	4.353	4.751	5.444
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1.480	1.748	2.241	2.819	3.135	3.619	3.917	4.341	4.738	5.431

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU Punagaya 2x100 MW, PLTA Malea 90 MW, PLTA Bonto Batu 110 MW, PLTP Bora Pulu 40 MW serta PLTP Marana 20 MW.
- Proyek pembangkit reguler PLTU yaitu Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x125 MW), Sulsel 2 (2x200 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari (2x50 MW).
- Proyek pembangkit *peaker* yaitu Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW serta *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 200 MW. MPP tersebut bisa beroperasi dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas/LNG) dan diharapkan tahun 2016 sudah beroperasi.

– Proyek pembangkit *hydro* yang dikembangkan oleh pihat swasta sebagai proyek IPP dan proyek EPC PLN diperkirakan mencapai 2.800 MW.

Selama periode tahun 2015-2017 diperkirakan tidak ada proyek pembangkit baru non-BBM base load yang akan masuk sistem karena mundur dari jadwal semula, namun disisi lain banyak calon pelanggan industri besar smelter yang diperkirakan akan mulai beroperasi sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis dan bahkan mungkin tidak semua calon pelanggan dapat dilayani.

Neraca Daya Sistem Lombok:

Sistem Lombok 150 kV mulai beroperasi sejak tahun 2013 yaitu setelah PLTU Jeranjang unit 3 kapasitas 1x25 MW beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu GI Pringgabaya setelah transmisi 150 kV selesai dibangun.

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Lombok periode tahun 2015-2024 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.27.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 685 MW dan *reserve margin* (RM) cukup tinggi berkisar antara 32% sampai 66% kecuali tahun 2015-2017 dibawah 20% sehingga perlu upaya khusus yaitu menambah *mobile power plant*.

Tabel 6. 27 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2015-2024

PROYEK		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	1.204	1.341	1.445	1.642	1.789	2.023	2.200	2.395	2.580	2.779
Load Factor	%	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Beban Puncak Bruto	MW	214	238	257	292	318	359	391	425	458	493
Beban Puncak Netto	MW	196	217	239	264	290	318	349	381	414	449
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	221	221	124	96	31	31	31	31	31	31
Daya Mampu Netto		237	237	90	74	27	27	27	27	27	27
PLN		85	85	85	68	22	22	22	22	22	22
IPP		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
SEWA		97	97	0	0	0	0	0	0	0	0
MOBILE POWER PLANT	MW	50	50								
Retired & Mothballed		0	0	0	17	46	0	0	0	0	0
Tambahan Kapasitas											
SEWA											
Sewa PLTU Lombok	PLTU				50						
PLN ON GOING & COMMITTED											
Santong	PLTM										
Lombok (FTP1)	PLTU	25	25								
Lombok Peaker	PLTGU			150							
IPP ON GOING & COMMITTED											
Lombok Timur	PLTU			50							
PLTM Tersebar	PLTM	1,5			3,6						
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Lombok (FTP2)	PLTU				50	50					
Lombok 2	PLTU					50	50				
Lombok 3	PLTU									50	50
Lombok Peaker 2	PLTG/MG/GU								60		
Sembalun (FTP2)	PLTP							20			
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	27	25	200	104	100	50	20	60	50	50
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	249	269	372	448	483	533	553	613	663	713
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	266	286	339	426	479	529	549	609	659	709

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

– Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU 2 di NTB Lombok/ Jeranjang 2x25 MW yang saat ini dalam tahap pengujian dan diharapkan tahun 2015 sudah beroperasi. Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.

– Proyek-proyek pembangkit IPP yang telah berstatus PPA yaitu PLTU Lombok Timur 2x25 MW, diharapkan tahun 2017 sudah beroperasi.

– Proyek pembangkit Lombok *Peaker* 150 MW dengan bahan bakar gas yang disimpan dalam bentuk CNG untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

<u>Proyek – Proyek Strategis di Wilayah Indonesia Timur</u>

Beberapa proyek kelistrikan strategis di Indonesia Timur meliputi antara lain:

– Proyek PLTU skala kecil tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban dan mengurangi penggunaan BBM pada sistem yang masih relatif kecil dan isolated di Provinsi Sultra, NTB, NTT, Maluku dan Papua. Proyek-proyek PLTU tersebut sebagian masuk didalam proyek pembangkit FTP1 dan proyek pembangkit reguler.

– Proyek-proyek pembangkit *dual fuel* (berbahan bakar gas dan BBM) skala kecil (PLTMG) tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi, antara lain di sistem Bau-Bau, Sumbawa, Flores, Kupang, Ambon, Ternate, Manokwari dan Jayapura.
– PLTA Baliem 50 MW di Wamena untuk melistriki Kabupaten Wamena dan tujuh Kabupaten Baru di Pegunungan Puncak Papua yang selama ini belum dilayani listrik PLN.
– Proyek pembangkit berbahan bakar minyak (PLTD) skala kecil untuk memenuhi kebutuhan beban didaerah perbatasan dengan negara tetangga dan pulau terluar.

6.4.9. Partisipasi Listrik Swasta

Partisipasi listrik swasta dalam bidang ketenagalistrikan masih sangat diperlukan dalam RUPTL selama 10 tahun mendatang.

Permasalahan dalam pengembangan listrik swasta adalah mundurnya *financial close, government guarantee*, pembebasan lahan dan lain sebagainya. Oleh karena itu dalam proses pengembang listrik swasta dibutuhkan proses pengadaan yang dapat mendapatkan pengembang yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik. Secara umum porsi pengembangan listrik swasta terbuka cukup besar bersama-sama dengan PLN dalam pengembangan ketenagalistrikan di Indonesia. Hal ini tercermin dalam tabel-tabel neraca daya maupun uraian per provinsi pada lampiran.

6.4.10. Program Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 67 Tahun 2005, Peraturan Presiden Nomor 13 Tahun 2010 dan Peraturan Presiden Nomor 56 Tahun 2011.

Pada saat ini terdapat 4 proyek kelistrikan dalam buku KPS 2013 yang diterbitkan oleh Bappenas seperti ditunjukkan pada Tabel 6.28.

Tabel 6. 28 Proyek yang terdapat dalam Buku KPS 2013 Bappenas

No	Nama Proyek	Kapasitas	Provinsi	Status	Keterangan
1	PLTU Jateng	2x1000 MW	Jateng	Sudah PPA	Proses financial closing
2	PLTU Sumsel-9	2x600 MW	Sumsel	Prioritas	Solicited
3	PLTU Sumsel-10	1x600 MW	Sumsel	Prioritas	Solicited
4	PLTA Karama	450 MW	Sulbar	Prioritas	Unsolicited

6.4.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan 4.500 MW PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah Sumatera. Wilayah Indonesia Timur terdapat pengembangan PLTU Mulut Tambang dengan total kapasitas 55 MW. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat diperoleh dari adanya perbedaan yang signifikan antara harga batubara kalori rendah yang dipakai PLTU mulut tambang dan harga batubara yang digunakan 'PLTU pantai'. Perbedaan harga batubara tersebut sangat diperlukan mengingat biaya proyek PLTU mulut tambang lebih tinggi daripada biaya proyek PLTU pantai[50] dan diperlukan investasi transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk menjamin *economic sustainability* suatu PLTU mulut tambang, diperlukan adanya kebijakan Pemerintah yang menetapkan harga batubara untuk PLTU mulut tambang tidak mengikuti harga pasar internasional. PLN telah mengusulkan kepada Pemerintah agar harga batubara untuk PLTU mulut tambang ditetapkan berdasarkan '*cost plus*'.

6.5. PROYEKSI NERACA ENERGI DAN KEBUTUHAN BAHAN BAKAR

Dalam menyusun proyeksi neraca energi dan kebutuhan bahan bakar, diasumsikan bahwa pasokan batubara selalu tersedia dan pasokan gas/LNG tersedia sesuai dengan kebutuhan. Disamping itu diasumsikan pula jadwal penyelesaian proyek-proyek pembangkit, transmisi dan gardu induk selesai tepat waktu.

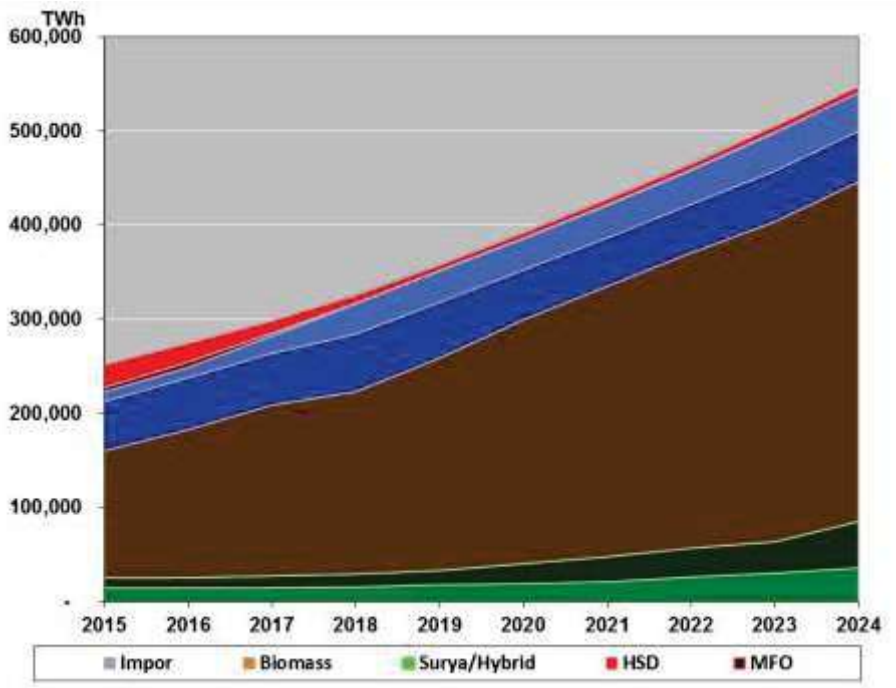
6.5.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia

Fuel Mix Tahun 2015-2024

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2024 akan menjadi 63,7% batubara, 19,2% gas alam (termasuk LNG), 9% panas bumi, 6,6% tenaga air, 1,5% minyak dan bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.29 dan Gambar 6.4.

Tabel 6. 29 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD	24,004	19,812	12,879	8,250	5,654	5,791	5,882	5,892	6,229	6,568
2	MFO	4,834	5,895	3,090	669	644	575	623	690	772	953
3	Gas	52,140	54,915	54,833	61,170	58,962	52,525	51,184	51,374	53,747	53,625
4	LNG	10,465	11,094	18,613	32,235	33,640	33,400	34,844	36,388	40,673	41,105
5	Batubara	135,264	157,356	181,660	194,003	225,904	259,470	287,629	313,880	340,198	361,131
6	Hydro	14,502	14,468	14,749	15,383	17,902	18,916	21,108	26,136	30,200	35,876
7	Surya/Hybrid	4	4	5	6	6	6	6	7	7	7
8	Biomass	37	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9	Impor	758	929	1,063	1,582	1,367	1,397	1,172	1,578	1,487	1,503
10	Geothermal	10,694	11,067	12,550	13,860	15,133	21,391	26,508	30,742	33,395	49,353
	TOTAL	252,702	275,590	299,493	327,208	359,263	393,522	429,007	466,737	506,757	550,171



Gambar 6. 4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2015-2024

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 diberikan pada Tabel 6.30.

Tabel 6. 30 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD (x 10^3 kl)	6.722	5.509	3.559	2.403	1.734	1.771	1.794	1.796	1.888	1.981
2	MFO (x 10^3 kl)	1.339	1.644	925	191	188	170	185	204	228	282
3	Gas (bcf)	503	525	571	531	467	389	372	367	372	382
4	LNG (bcf)	85	103	143	192	290	283	284	299	313	345
5	Batubara (10^6 ton)	74	86	98	106	119	133	148	157	168	171
6	Biomass (10^3 ton)	34	46	45	45	43	43	43	43	43	43

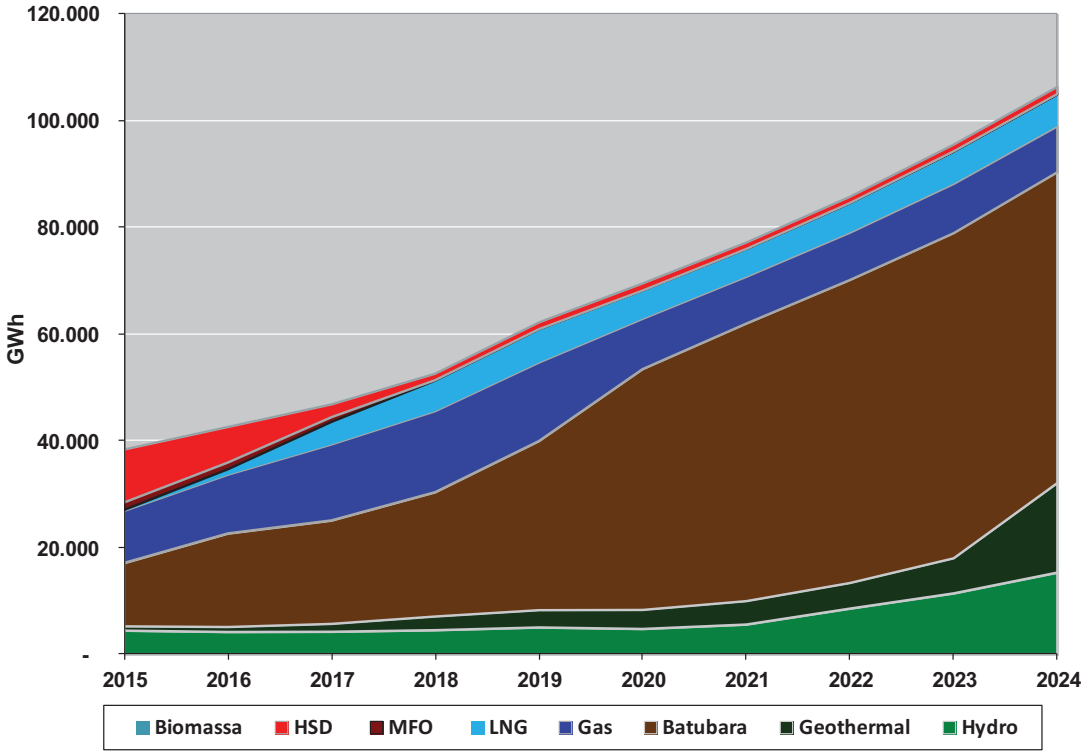
Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.5.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2024 akan menjadi 54,8% batubara, 13,7% gas alam (termasuk LNG), 14,4% tenaga air, 1,2% minyak dan 15,9% panas bumi seperti diperlihatkan pada Tabel 6.31 dan Gambar 6.5.

Tabel 6. 31 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD	9.922	6.665	2.395	1.217	1.278	1.337	1.211	1.187	1.269	1.346
2	MFO	1.509	1.363	968	145	68	4	4	9	14	10
3	Gas	9.761	11.011	14.255	15.196	14.729	9.431	8.777	8.879	9.244	8.617
4	LNG	104	938	4.145	5.655	6.156	5.248	5.147	5.465	5.982	5.912
5	Batubara	11.824	17.485	19.349	23.264	31.664	45.120	52.016	56.798	60.955	58.284
6	Hydro	4.399	4.146	4.187	4.484	4.998	4.714	5.543	8.532	11.387	15.287
7	Surya/Hybrid	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Biomass	37	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9	Geothermal	878	1.005	1.549	2.637	3.309	3.639	4.459	4.868	6.640	16.848
	T O T A L	**38.436**	**42.664**	**46.899**	**52.648**	**62.252**	**69.542**	**77.207**	**85.788**	**95.543**	**106.354**



Gambar 6. 5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di wilayah Sumatera dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 diberikan pada Tabel 6.32.

Tabel 6. 32 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD (x 10^3 kl)	2,828	1,900	683	347	364	381	345	338	362	384
2	MFO (x 10^3 kl)	377	341	242	36	17	1	1	2	4	2
3	Gas (bcf)	118	134	173	184	179	114	106	108	112	105
4	LNG (bcf)	1	9	41	57	62	52	51	55	60	59
5	Batubara (10^6 ton)	7	11	12	14	18	26	30	33	36	34
6	Biomass (10^3 ton)	34	46	45	45	43	43	43	43	43	43

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.5.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali

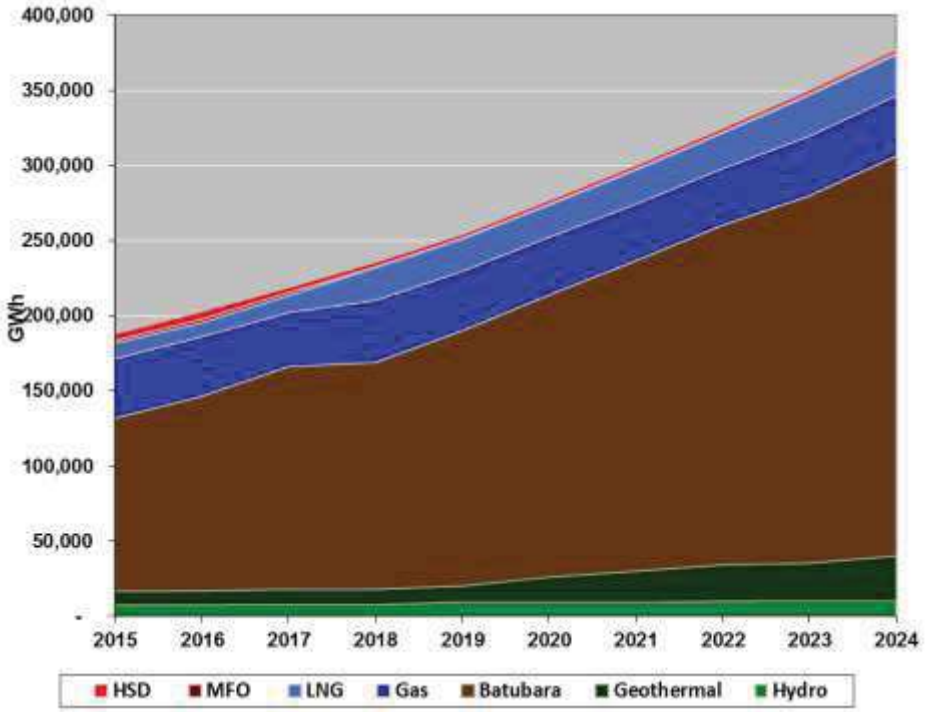
Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2015-2024 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.33 dan Gambar 6.6.

Dalam kurun waktu tahun 2015-2024, kebutuhan batubara meningkat lebih dari 2,3 kali dan kebutuhan gas alam meningkat hampir 1,4 kali lipat, sedangkan kebutuhan BBM menurun drastis karena digantikan oleh LNG/CNG.

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 6. 33 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD	4,436	5,099	3,398	3,062	2,539	2,528	2,528	2,528	2,528	2,528
2	MFO	1,874	2,396	2,122	524	576	571	620	681	758	943
3	Gas	39,479	39,526	35,763	41,079	39,412	38,259	37,532	37,548	39,550	40,051
4	LNG	10,360	9,309	11,323	21,898	21,593	21,573	22,815	23,736	27,440	27,465
5	Batubara	115,155	129,565	148,346	151,137	169,945	187,832	206,674	226,072	244,651	266,179
6	Hydro	7,476	7,476	7,655	7,655	9,478	9,580	9,425	9,960	10,181	10,106
7	Surya/Hybrid										
8	Geothermal	9,224	9,470	10,261	10,264	10,668	16,505	20,579	24,301	25,121	30,095
	T O T A L	**188,005**	**202,841**	**218,866**	**235,619**	**254,211**	**276,847**	**300,172**	**324,826**	**350,229**	**377,367**



Gambar 6. 6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

Pada Tabel 6.34 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 266 TWh dari total produksi 377 TWh (70,5%) pada tahun 2024. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9,2 TWh pada tahun 2015 menjadi 30,0 TWh pada tahun 2024, atau meningkat hingga 3,2 kali lipat. Sedangkan pangsa tenaga air relatif tidak berubah karena potensi tenaga air di sistem Jawa Bali sudah sulit untuk dikembangkan. Produksi listrik dari gas alam (termasuk LNG) mengalami peningkatan sejak tahun 2015 menjadi hampir 1,4 kali lipat pada tahun 2024.

Neraca energi pada Gambar 6.6 merefleksikan produksi energi setiap pembangkit, termasuk pembangkit Muara Karang, Priok dan Muara Tawar yang menggunakan gas. Situasi pada Gambar 6.6 tersebut adalah untuk memenuhi tuntutan kebutuhan operasi sistem tenaga listrik dimana ketiga pembangkit berbahan bakar gas tersebut harus beroperasi dengan output yang tinggi (*must run*).

Sebagai dampak dari produksi yang tinggi pada ketiga pembangkit tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi dengan bahan bakar lain, yaitu BBM.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 6.34. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2024. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar.

Tabel 6. 34 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD (x 10^3 kl)	1.289	1.437	963	984	874	870	870	870	870	870
2	MFO (x 10^3 kl)	602	774	683	155	171	169	184	202	225	279
3	Gas (bcf)	356	348	351	299	241	228	218	212	212	229
4	LNG (bcf)	84	87	78	101	185	183	183	193	200	230
5	Batubara (10^6 ton)	60	68	76	77	82	87	96	101	106	110
6	Biomass (10^3 ton)										

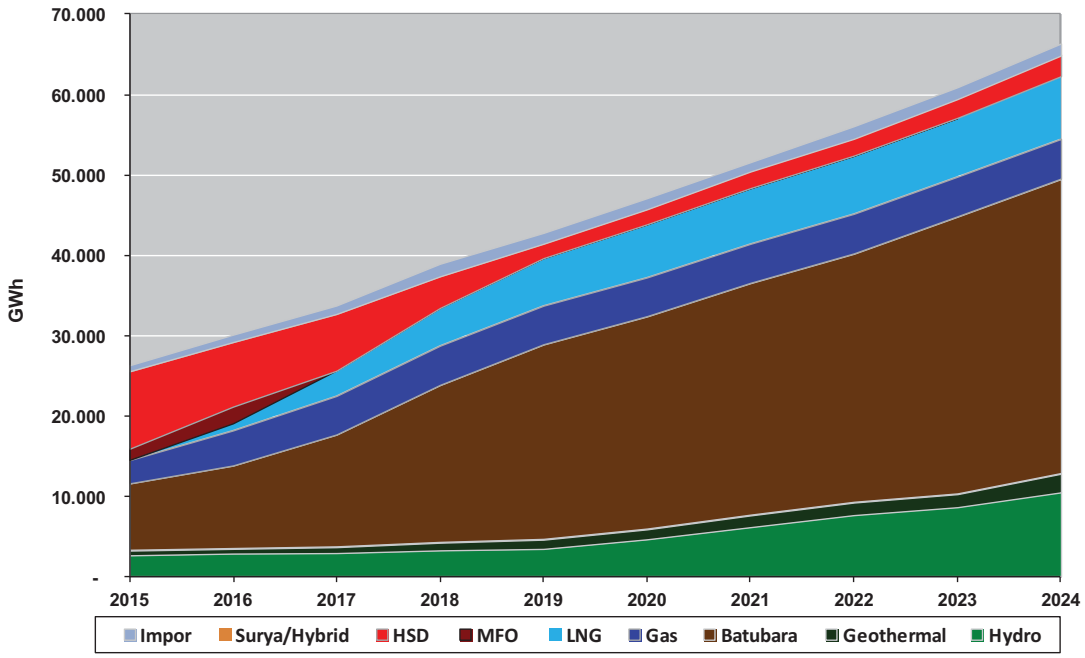
Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.5.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2024 akan menjadi 55,3% batubara, 15,8% tenaga air, 19,1% gas alam (termasuk LNG), 3,5% panas bumi dan 4,1% minyak seperti diperlihatkan pada Tabel 6.35 dan Gambar 6.7.

Tabel 6. 35 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD	9.646	8.047	7.086	3.971	1.838	1.926	2.143	2.177	2.432	2.694
2	MFO	1.451	2.137	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Gas	2.900	4.377	4.815	4.895	4.821	4.835	4.875	4.947	4.953	4.957
4	LNG	-	848	3.145	4.683	5.890	6.579	6.882	7.186	7.251	7.728
5	Batubara	8.285	10.306	13.966	19.602	24.295	26.518	28.940	31.011	34.591	36.749
6	Hydro	2.627	2.845	2.907	3.245	3.427	4.622	6.140	7.644	8.631	10.484
7	Surya/Hybrid	4	4	5	6	6	6	6	7	7	7
8	Impor	758	929	1.063	1.582	1.367	1.397	1.172	1.578	1.487	1.503
9	Geothermal	591	591	740	959	1.156	1.247	1.470	1.573	1.634	2.329
	T O T A L	**26.261**	**30.084**	**33.728**	**38.942**	**42.800**	**47.132**	**51.628**	**56.122**	**60.986**	**66.451**



Gambar 6. 7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Indonesia Timur dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 diberikan pada Tabel 6.36.

Tabel 6. 36 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

No.	FUEL TYPE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	HSD (x 10^3 kl)	2.604	2.173	1.913	1.072	496	520	579	588	657	727
2	MFO (x 10^3 kl)	360	530	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Gas (bcf)	29	43	47	48	47	47	47	48	48	48
4	LNG (bcf)	-	7	23	34	43	48	50	52	52	56
5	Batubara (10^6 ton)	6	8	11	15	19	20	22	24	26	28
6	Biomass (10^3 ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.6. PROYEKSI EMISI CO_2

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2015-2024 belum memperhitungkan biaya emisi CO_2 sebagai salah satu variabel biaya. Namun demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi CO_2. Hal ini dapat dilihat dari banyaknya kandidat PLTP dan PLTA yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah. Penggunaan teknologi boiler *supercritical* dan *ultra-supercritical* di pulau Jawa juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi CO_2 dari pembangkitan tenaga listrik.

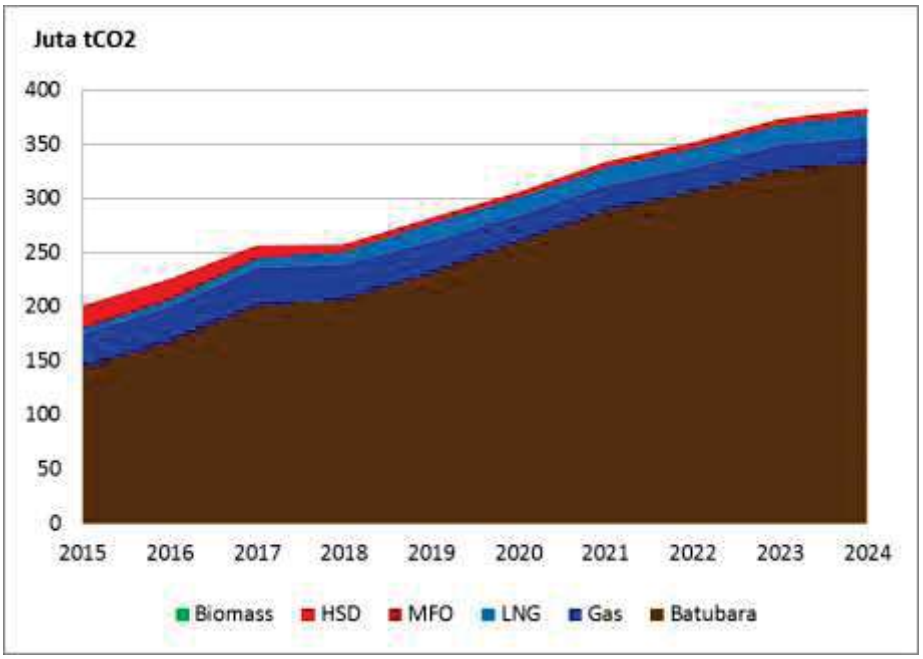
Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi CO_2 (dalam ton CO_2) dengan menggunakan faktor pengali (*emission factor*) yang diterbitkan oleh IPCC[51].

Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 4 tahun 2010 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 tahun 2010 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 tahun 2012 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 tahun 2013 jo Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 tahun 2014 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 CO_2.

Emisi CO_2 Indonesia

Gambar 6.8 memperlihatkan emisi CO_2 yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan fuel mix seperti pada Gambar 6.4. Dari Gambar 6.8 dapat dilihat bahwa emisi CO_2 se-Indonesia akan meningkat 2 kali lipat dari 201 juta ton pada tahun 2015 menjadi 383 juta ton tahun 2024. Dari 383 juta ton emisi tersebut, 333 juta ton (87%) berasal dari pembakaran batubara.

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



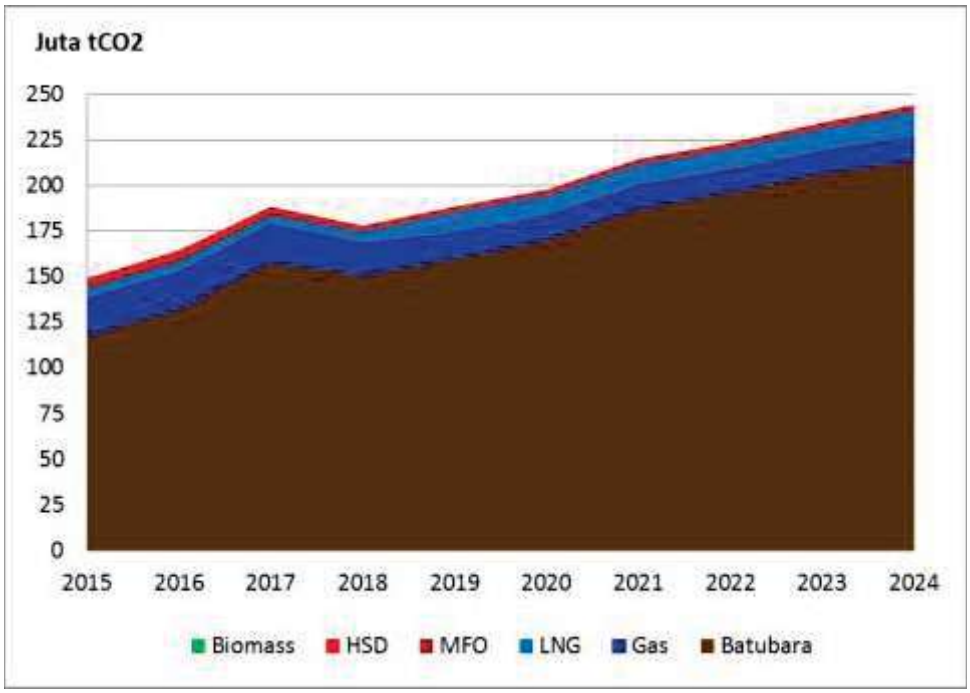
Gambar 6. 8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

Average grid emission factor[52] untuk Indonesia pada tahun 2015 adalah 0,867 kgCO2/kWh, akan meningkat hingga 0,934 kgCO2/kWh pada tahun 2017 karena banyak beroperasinya PLTU batubara. Masih tingginya *grid emission factor* pada tahun 2018 juga disebabkan terlambatnya proyek-proyek PLTP dan PLTA. Namun selanjutnya setelah beroperasinya proyek-proyek PLTP dan PLTA tersebut maka *average grid emission factor* akan menurun menjadi 0,758 kgCO2/kWh pada tahun 2024.

Emisi CO_2 Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO_2 dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 6.9. Emisi akan meningkat hampir 2 kali lipat dari 149 juta ton pada tahun 2015 menjadi 244 juta ton pada tahun 2024. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,857 kgCO2/kWh pada tahun 2015 menjadi 0,929 kgCO2/kWh pada tahun 2017 karena banyak beroperasinya PLTU skala besar, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,697 kgCO2/kWh pada tahun 2024. Perbaikan faktor emisi ini dicapai dari peningkatan pemakaian gas alam, panas bumi dan penggunaan teknologi *ultra supercritical*.

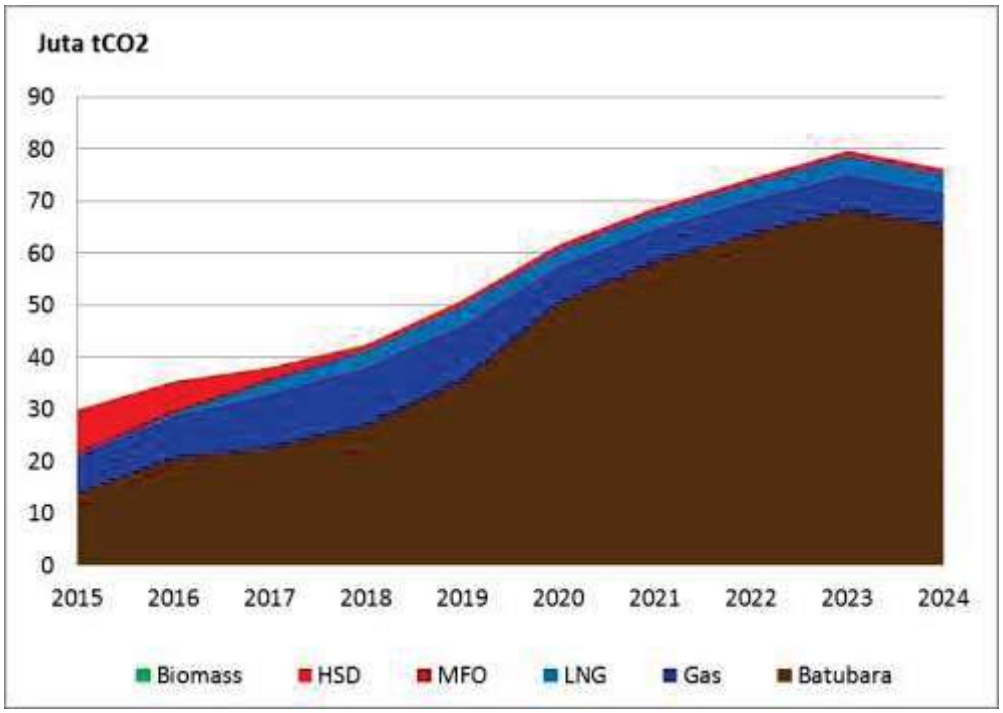
[52] *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO2 [kg] per produksi listrik [kWh]



Gambar 6. 9 Emisi CO_2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

Emisi CO2 Wilayah Sumatera

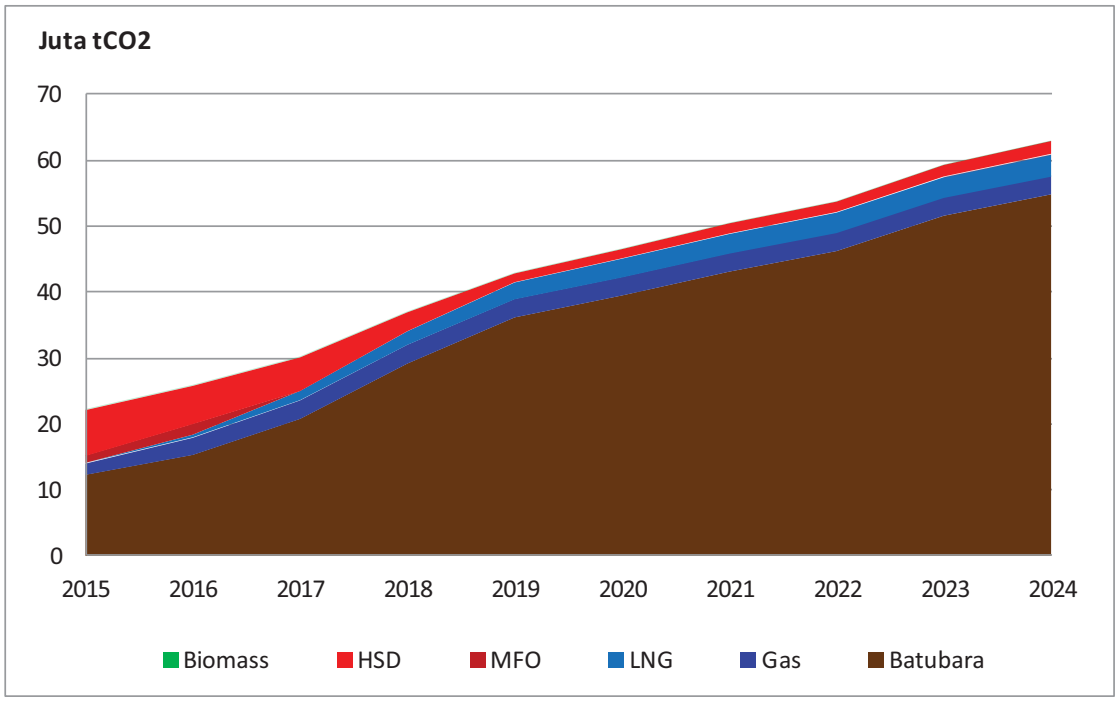
Proyeksi emisi CO2 dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada gambar 6.10. Emisi diproyeksikan akan naik hampir 2 kali lipat dari 30 juta ton menjadi 76 juta ton. *Grid emission factor* meningkat dari 0,857 kgCO2/kWh pada tahun 2015 menjadi 0,991 kgCO2/kWh pada tahun 2020 karena banyak beroperasinya PLTU batubara namun akan menurun menjadi 0,798 kgCO2/kWh pada tahun 2024 dengan asumsi produksi listrik dari panas bumi terkendala oleh keterlambatan konstruksi.



Gambar 6. 10 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera

Emisi CO_2 Wilayah Indonesia Timur

Proyeksi emisi CO2 dari pembangkitan listrik di Indonesia Timur diperlihatkan pada Gambar 6.11. Emisi naik hampir 3 kali lipat dari 22 juta ton pada tahun 2015 menjadi 63 juta ton pada tahun 2024. *Grid emission factor* meningkat dari 0,958 kgCO2/kWh pada tahun 2015 menjadi 0,1146 kgCO2/kWh pada tahun 2019 dengan masuknya PLTU batubara, dan berangsur-angsur menurun menjadi 0,1055 kgCO2/kWh pada tahun 2024. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan panas bumi dan tenaga air.



Gambar 6. 11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

6.7. PROYEK PENDANAAN KARBON

PLN akan memanfaatkan peluang pendanaan karbon baik melalui kerangka UNFCCC maupun diluar kerangka UNFCCC. Implementasi proyek pendanaan karbon akan diterapkan untuk semua kegiatan di lingkungan PLN yang berpotensi untuk memperoleh pendanaan karbon.

Sejak tahun 2002 PLN sudah menyadari akan peluang pendanaan karbon melalui *Clean Development Mechanism* (*CDM*) dan melakukan pengkajian beberapa potensi proyek CDM, dan hasilnya hingga saat ini PLN telah menandatangani bebarapa ERPA (*Emission Reduction Purchase Agreements*). Selain itu PLN juga mengembangkan proyek melalui mekanisme VCM (*Voluntary Carbon Mechanism).*

Berkenaan dengan berakhirnya komitmen pertama Protokol Kyoto pada akhir tahun 2012, maka pemanfaatan pendanaan karbon akan disesuaikan dengan mekanisme baru pendanaan karbon, baik dalam kerangka UNFCCC maupun di luar kerangka UNFCCC.

6.8. PENGEMBANGAN SISTEM PENYALURAN DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2015-2024 pengembangan sistem penyaluran berupa pengembangan sistem transmisi 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 Sumatera. Pembangunan sistem 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.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Indonesia hingga tahun 2024 diproyeksikan sebesar 145.399 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 59.272 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.37 dan Tabel 6.38.

Tabel 6. 37 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia

TRANSMISI	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500 kV AC	354	318	1,014	679	1,176	2,068	100	20	100	-	5,829
500 kV DC	-	-	-	-	1,543	-	-	-	-	-	1,543
275 kV	2,147	742	30	1,833	510	-	850	180	-	2,079	8,371
150 kV	7,505	8,941	9,789	4,932	2,396	1,965	580	1,705	1,400	1,200	40,413
70 kV	1,854	532	213	60	30	427	-	-	-	-	3,116
TOTAL	**11,860**	**10,533**	**11,046**	**7,504**	**5,655**	**4,460**	**1,530**	**1,905**	**1,500**	**3,279**	**59,272**

Tabel 6. 38 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia

Satuan MVA

TRAFO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500/275 kV	-	-	2.000	-	-	3.000	-	-	-	-	5.000
500/150 kV	6.836	4.337	10.000	8.000	2.000	3.000	500	-	-	-	34.673
500 kV DC	-	-	-	-	3.600	-	-	-	-	-	3.600
275/150 kV	5.750	3.500	2.340	2.750	2.750	2.700	-	-	-	770	20.560
150/70 kV	120	330	120	60	60	-	-	-	-	-	690
150/20 kV	13.260	12.706	11.720	9.410	5.240	5.740	3.940	5.640	5.910	4.860	78.426
70/20 kV	700	480	230	290	200	200	270	50	30	-	2.450
TOTAL	**26.666**	**21.353**	**26.410**	**20.510**	**13.850**	**14.640**	**4.710**	**5.690**	**5.940**	**5.630**	**145.399**

6.8.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera

Pengembangan transmisi di Sumatera akan membentuk transmisi *back-bone* 500 kV yang menyatukan sistem interkoneksi Sumatera pada koridor timur. Pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera akan tersambung ke sistem transmmisi 500 kV ini. Transmisi ini juga

akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang kaya sumber energi primer murah (Sumbagsel dan Riau) ke daerah pusat beban yang kurang memiliki sumber energi primer murah (Sumbagut). Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di Sumatera Selatan sebagai *feeder* pemasok listrik dari PLTU mulut tambang ke stasiun konverter transmisi HVDC yang akan menghubungkan pulau Sumatera dan pulau Jawa. Pengembangan transmisi sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.12.

Gambar 6. 12 Rencana Pengembangan transmisi Sistem Sumatera Tahun 2015-2024

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2015-2024 akan banyak mengubah topologi jaringan dengan terwujudnya sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur Sumatera. Pengembangan juga banyak dilakukan untuk memenuhi pertumbuhan demand dalam bentuk penambahan kapasitas trafo. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* yang juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan sirkit kedua dan reconductoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2017. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit diesel ke sistem interkoneksi (dedieselisasi).

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Sumatera hingga tahun 2024 diproyeksikan sebesar 49.016 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 23.613 kms pengembangan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.39 dan Tabel 6.40.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 150 dan 275 kV terkait dengan proyek pembangkit PLTU percepatan, PLTA, PLTU IPP dan PLTP IPP.
- 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, dediselisasi dan fleksibilitas operasi.
- Pembangunan transmisi 275 kV mulai dari Lahat - Lubuk Linggau – Bangko – Muara Bungo – Kiliranjau – Payakumbuh – Padangsidempuan – Sarulla – Simangkok – Galang – Binjai – Pangkalan Susu sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor barat yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 275 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2015, tahun 2016 dan tahun 2017.
- Proyek transmisi 500 kV mulai dari Muara Enim – New Aur Duri – Peranap – Perawang – Rantau Parapat – Kuala Tanjung – Galang, sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor timur yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang kaya akan sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 500 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2017 sampai dengan tahun 2022.
- Pembangunan transmisi dan kabel laut ±500 kV HVDC Sumatera – Peninsular Malaysia yang bertujuan untuk mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut.
- Interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV dimaksudkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan tenaga listrik pulau Bintan dengan tenaga listrik dari Batam[53] dengan mempertimbangkan rencana pengembangan

[53] Biaya produksi listrik di Batam lebih rendah dari pada biaya produksi di Bintan yang masih banyak menggunakan pembangkit BBM.

pembangkit di Batam yang akan mencukupi kebutuhan Batam dan sebagian Bintan[54]. Adanya interkoneksi 150 kV tersebut tidak ada hubungannya dengan perluasan wilayah usaha PLN Batam.

– Interkoneksi 150 kV Sumatera – Bangka dengan kapasitas 200 MW pada kondisi N-1 dengan perkiraan COD tahun 2017. Dengan adanya interkoneksi tersebut, maka di Bangka dapat dibangun PLTU dengan kelas yang lebih besar dibandingkan jika seandainya tidak ada interkoneksi, yaitu kelas 100 MW.

Tabel 6. 39 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera

Satuan kms

TRANSMISI	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500 kV AC	-	-	860	-	270	1.560	-	-	100	-	2.790
500 kV DC	-	-	-	-	1.243	-	-	-	-	-	1.243
275 kV	1.967	742	30	1.833	510	-	-	40	-	844	5.966
150 kV	3.591	2.755	2.022	1.347	1.525	252	242	344	536	390	13.003
70 kV	160	450	1	-	-	-	-	-	-	-	611
TOTAL	**5.718**	**3.947**	**2.912**	**3.180**	**3.548**	**1.812**	**242**	**384**	**636**	**1.234**	**23.613**

Tabel 6. 40 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera

Satuan MVA

TRAFO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500/275 kV	-	-	2.000	-	-	3.000	-	-	-	-	5.000
500/150 kV	-	-	1.000	-	-	2.500	-	-	-	-	3.500
500 kV DC	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
275/150 kV	5.500	3.500	2.250	2.750	2.750	1.500	-	-	-	500	18.750
150/70 kV	20	30	30	-	-	-	-	-	-	-	80
150/20 kV	3.160	2.626	2.730	2.220	1.150	1.960	860	1.650	2.670	1.880	20.906
70/20 kV	-	60	-	30	-	-	90	-	-	-	180
TOTAL	**8.680**	**6.216**	**8.010**	**5.000**	**4.500**	**8.960**	**950**	**1.650**	**2.670**	**2.380**	**49.016**

Dalam kurun waktu tahun 2015-2024, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 23.613 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 49.016 MVA

6.8.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali

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

[54] Kecukupan pembangkit di Batam sampai dengan tahun 2020 telah dikonfirmasi ke PLN Batam.

Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menjaga kriteria security N-1 dan sebagai transmisi yang terkait dengan gardu induk 150 kV baru. Pengembangan transmisi Sistem Jawa-Bali sebagimana ditunjukkan pada Gambar 6.13.

Memperhatikan pembangunan SUTET dan SUTT yang sering terlambat karena masalah perizinan, ROW dan sosial, serta kebutuhan tambahan daya yang mendesak, maka PLN perlu melakukan usaha meningkatkan kapasitas transmisi dalam waktu dekat. Pembangunan SUTET dengan menggunakan rute baru akan memerlukan waktu yang lama sehingga upaya yang dapat dilakukan adalah rekonduktoring beberapa ruas transmisi 500 kV/150 kV dan mulai akan membangun under ground cable 500 kV disekitar Jakarta.

1. PLTU Jawa-7 2x1000 MW (2019)
2. PLTU Jawa-9 600 MW (2018)
3. PLTU Banten 625 MW (2016)
4. PLTU Jawa-5 2x1000 MW (2019)
5. PLTU Lontar Exp #4 315 MW (2018)
6. PLTGU Peaker Muara Karang 500 MW (2017)
7. PLTU Jawa-12 2x1000 MW (2022/23)
8. PLTGU Jawa-2 800 MW (2018)
9. PLTGU Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4 650 MW (2017)
10. PLTGU Jawa-1 2x800 MW (2018)
11. PLTU Jawa-6 2x1000 MW (2023)
12. PLTU Indramayu #4,5 2x1000 MW (2019/24)
13. PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 400 MW (2017)
14. Upper Cisokan PS 4x260 MW (2019)
15. PLTA Rajamandala 47 MW (2017)
16. PLTA Jatigede 2x55 MW (2019)
17. Matenggeng PS 4x225 MW (2022/23)
18. PLTU Cilacap 614 MW (2015)
19. PLTU Jawa-8 1x1000 MW (2018)
20. PLTU Jawa-1 1x1.000 MW (2019)
21. PLTU Jawa-3 2x660 MW (2021/22)
22. PLTU Jawa Tengah 2x1000 MW (2019)
23. PLTU Adipala 660 MW (2015)
24. PLTU Jawa-10 1x600 MW (2019)
25. PLTU Jawa-13 2x1000 MW (2024)
26. PLTU Jawa-4 2x1000 MW (2019)
27. PLTGU Jawa-3 800 MW (2018)
28. PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 2 500 MW (2017)
29. PLTGU Grati 450 MW (2016/17)
30. PLTU Clk. Bawang 380 MW (2015)
31. PLTMG Pesanggaran 200 MW (2015)
32. PLTU Jawa-11 1x600 MW (2021)
33. PLTGU/MG Jawa-Bali 3 500 MW (2017)
34. PLTGU/MG Jawa-Bali 4 450 MW (2016/17)

Gambar 6. 13 Rencana Pengembangan transmisi Sistem Jawa-bali Tahun 2015-2024

Pada Tabel 6.41 dan Tabel 6.42 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 6. 41 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali

Satuan kms

TRANSMISI	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500 kV AC	354	318	154	679	906	508	100	20	-	-	3.039
500 kV DC	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-	300
150 kV	1.747	3.248	2.472	608	357	459	270	391	92	90	9.733
70 kV	-	2	42	-	-	50	-	-	-	-	94
TOTAL	**2.101**	**3.568**	**2.667**	**1.287**	**1.563**	**1.017**	**370**	**411**	**92**	**90**	**13.166**

Tabel 6. 42 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali

Satuan MVA

TRAFO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
500/150 kV	6.836	4.337	9.000	8.000	2.000	500	500	-	-	-	31.173
500/150 kV DC	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	0	3.000
150/70 kV	100	-	60	-	-	-	-	-	-	-	160
150/20 kV	9.240	7.160	7.170	5.640	3.080	2.760	2.480	3.390	3.160	2.830	46.910
70/20 kV	280	120	-	60	-	90	30	-	30	-	610
TOTAL	**16.456**	**11.617**	**16.230**	**13.700**	**8.080**	**3.350**	**3.010**	**3.390**	**3.190**	**2.830**	**81.853**

Dari Tabel 6.41 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2024 akan dibangun transmisi 500 kV AC sepanjang 2.806 kms dan transmisi 500 kV DC sepanjang 300 kms. Transmisi tersebut dimaksudkan untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit PLTU Suralaya Baru, PLTU Adipala, PLTU IPP Tanjung Jati Unit 3 dan 4, PLTU IPP Jawa Tengah, PLTU Indramayu Unit 4 dan 5, Jawa-Bali Crossing dari Paiton hingga ke pusat beban di Bali, PLTA pumped storage Upper Cisokan dan Matenggeng, dan beberapa PLTU skala besar baru lainnya.

Ruas SUTET 500 kV yang harus segera di rekonduktoring terkait dengan evakuasi daya PLTU Jawa-7 adalah SUTET Suralaya Baru-Bojanegara-Balaraja (tahun 2019), SUTET Suralaya Lama-Balaraja-Gandul (tahun 2020). Selain itu ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilaksanakan adalah sirkit 2 dari Ungaran-Pedan, sirkit ke 2-3 Mandirancan-Bandung Selatan (modifikasi tower 1 sirkit menjadi 2 sirkit) dan Bandung Selatan – Incomer (Tasik – Depok) untuk evakuasi daya dari PLTU Jawa-1, PLTU Jawa-4 dan PLTU Jawa Tengah.

Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B-Pemalang-Indramayu-Delta Mas, ruas SUTET Balaraja-Kembangan-Durikosambi dan Durikosambi-Muara Karang-Priok-Muaratawar membentuk looping SUTET jalur utara Jakarta, untuk perkuatan dan peningkatan keandalan serta fleksibilitas operasi sistem Jakarta.

Rencana kebutuhan GITET 500 kV dan tambahan trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada Tabel 6.42 merupakan perkuatan grid yang tersebar di Jawa.

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.41 adalah transmisi HVDC interkoneksi Sumatera–Jawa, di sini hanya diperhitungkan bagian kabel laut dan overhead line yang berada di pulau Jawa, selebihnya diperhitungkan sebagai pengembangan sistem transmisi Sumatra.

Sistem transmisi 70 kV pada dasarnya sudah tidak dikembangkan lagi, bahkan di sistem 70 kV di Jawa Barat banyak yang ditingkatkan menjadi 150 kV. Rencana pada Tabel 6.41 hanya menunjukkan proyek *reconductoring* 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.

Beberapa proyek transmisi strategis di Jawa-Bali antara lain:

- Proyek transmisi SUTET 500 kV Tx Ungaran-Pemalang-Mandirancan-Indramayu tahun 2020[55].
- Pembangunan transmisi 500 kV HVDC bipole 3,000 MW Sumatra - Jawa berikut GITET XBogor - Incomer (Tasik - Depok dan Cilegon – Cibinong) untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatra Selatan ke sistem Jawa Bali tahun 2019.
- Pembangunan SUTET 500 kV Paiton – New Kapal termasuk overhead line 500 kV menyeberangi selat Bali (*Jawa Bali Crossing*) tahun 2018 sebagai solusi jangka panjang pasokan listrik ke pulau Bali.
- SUTET 500 kV Balaraja-Kembangan-Durikosambi-Muara Karang (tahun 2018) dan Muara Karang-Priok-Muara Tawar tahun 2018.

6.8.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur

Di Wilayah Indonesia Timur terdapat beberapa sistem interkoneksi yang cukup besar yaitu sistem Kalimantan Barat, sistem Kalselteng-Kaltim-Kaltara, sistem Sulbagut, sistem Sulbagsel dan sistem Lombok, dengan menggunakan level tegangan 275 kV, 150 kV dan 70 kV. Selian itu, masih ada beberapa sistem

[55] Transmisi 500 kV ini tidak connect ke GITET Mandirancan, hanya melintas di dekatnya.

kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan saat ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem Sumbawa, Flores, Timor, Ambon, Ternate dan Jayapura.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Indonesia Timur pada umumnya dibangun untuk menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih isolated, membentuk back bone transmisi untuk menyalurkan energi dalam jumlah besar ke pusat beban yang lokasinya sangat berjauhan, dan untuk menghubungkan antar sistem menjadi sistem yang lebih besar.

Selain itu, pengembangan transmisi dan gardu induk juga untuk melayani kebutuhan beban di ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, yang memerlukan keandalan tinggi.

Pada Tabel 6.43 dan Tabel 6.44 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Indonesia Timur.

Tabel 6. 43 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur

Satuan kms

TRANSMISI	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
275 kV	180	-	-	-	-	-	850	140	-	1.235	2.405
150 kV	2.167	2.938	5.296	2.977	514	1.254	68	970	772	720	17.676
70 kV	1.694	80	171	60	30	377	-	-	-	-	2.412
TOTAL	**4.041**	**3.018**	**5.467**	**3.037**	**544**	**1.631**	**918**	**1.110**	**772**	**1.955**	**22.493**

Tabel 6. 44 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur

Satuan MVA

TRAFO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
275/150 kV	250	-	90	-	-	1.200	-	-	-	270	1.810
150/70 kV	-	300	30	60	60	-	-	-	-	-	450
150/20 kV	860	2.920	1.820	1.550	1.010	1.020	600	600	80	150	10.610
70/20 kV	420	300	230	200	200	110	150	50	-	-	1.660
TOTAL	**1.530**	**3.520**	**2.170**	**1.810**	**1.270**	**2.330**	**750**	**650**	**80**	**420**	**14.530**

Dalam kurun waktu tahun 2015-2024, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 22.493 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 14.530 MVA.

Sistem Interkoneksi Kalimantan

Pengembangan transmisi di Kalimantan diutamakan untuk menghubungkan sistem-sistem yang belum terinterkoneksi. *Cross-border interconnection* antara Kalimantan Barat dan Serawak akan meningkatkan keandalan dan efisiensi operasi sistem tenaga listrik di Kalbar. Untuk menghubungkan sistem Kalbar dengan sistem Kalselteng, akan dibangun transmisi 150 kV untuk

meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem kelistrikan se Kalimantan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid Borneo*. Sebagai pengubung antar sistem termasuk *cross-border interconnection* dengan Sabah dan Serawak (Malaysia), direncanakan pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV atau menggunakan tegangan 500 kV, bergantung pada hasil studinya kelak mengingat jarak antar sistem sangat berjauhan.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada Gambar 6.14.

Gambar 6. 14 Rencana Pengembangan transmisi Kalimantan Tahun 2015-2024

<u>Sistem Interkoneksi Sulawesi</u>.

Pengembangan transmisi di Sulawesi diutamakan untuk membentuk dua sistem besar yaitu sistem Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel) dan sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut).

Sistem Sulbagsel.

Transmisi 150 kV yang akan menghubungkan sistem Sulselbar dengan sistem Sulteng (Palu-Parigi-Poso) dan sistem Sultra saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan tahun 2016 atau 2017 sistem Sulbagsel sudah terbentuk.

Pada sistem Sulbagsel akan tersambung beberapa proyek PLTA skala besar yang terletak di sekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng. Sedangkan potensi beban terutama industri besar pengolahan mineral/tambang diperkirakan akan banyak dibangun di Sulawesi Tenggara sebagai sumber utama bahan mentah mineral seperti nickel. Makassar dan sekitarnya sebagai pusat beban, diperkirakan masih akan tumbuh tinggi. Sedangkan disisi lain, jarak antara pusat energi hidro (PLTA) skala besar dan pusat beban sangat berjauhan sehingga untuk menyalurkannya perlu dibangun transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV) yaitu 275 kV atau 500 kV sebagai *back bone*, bergantung pada hasil kajian yang saat ini tengah berjalan.

Transmisi EHV tersebut direncanakan membentang dari pusat PLTA skala besar sampai Kendari melalui Wotu dan Bungku, serta dari pusat PLTA sampai Jeneponto melalui Mamuju, Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Kedua jalur transmisi EHV tersebut selanjutnya akan dihubungan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo dan Enrekang untuk meningkatkan keandalan dan stabilitas sistem serta meningkatkan fleksibiltas operasi.

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Mamuju, Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Proyek-proyek tersebut direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021/2022 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA skala besar, seperti PLTA Seko.

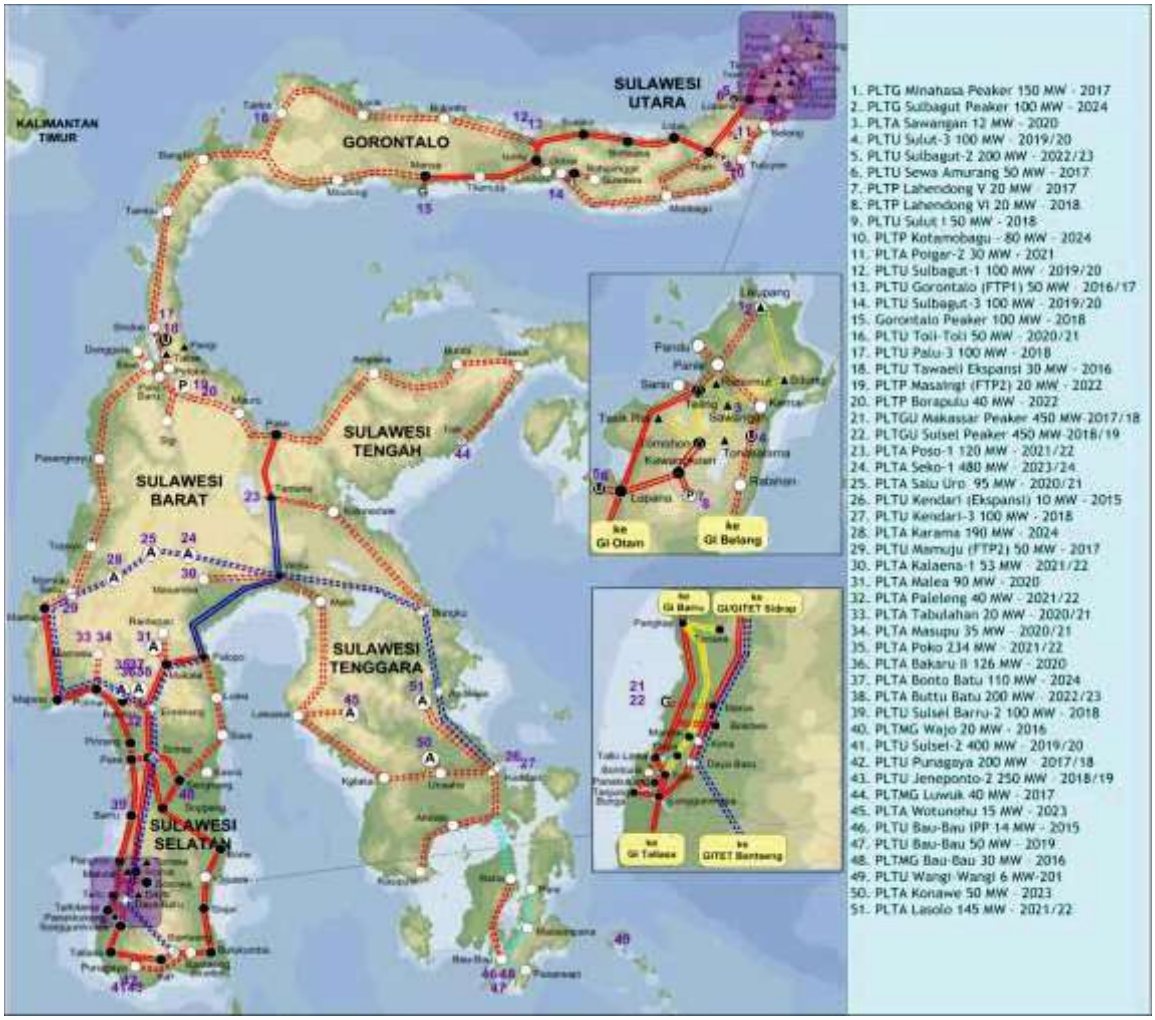
Selain itu, pengembangan transmisi di sistem Sulbagsel juga untuk menghubungkan sistem-sistem kecil yang selama ini masih isolated, antara lain: sistem Pasang Kayu dan Topoyo di Sulbar, sistem Ampana, Bunta, Luwuk sampai Toili di Sulteng.

Sistem Sulbagut.

Sistem interkoneksi Sulut – Gorontalo saat ini sudah beroperasi, dan selanjutnya akan dikembangkan menjadi sistem Sulbagut dengan membangun transmisi 150 kV dari Marisa sampai Buol/Leok melalui Moutong – Tolitoli - Bangkir – Tambu. Proyek transmisi ini dijadwalkan akan selesai dan beroperasi

sekitar tahun 2017. Dibanding rencana sebelumnya, terdapat tambahan transmisi 150 kV jalur baru yaitu ruas Kema – Ratahan – Molibagu dan ruas Boul/Leok – Bolontio – PLTU Gorontalo serta ruas Tambu – Palu (Sindu) untuk meningkatkan keandalan pasokan, terutama untuk melayani beban di ibukota Kabupaten.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Sulawesi sebagaimana terlihat pada gambar 6.15.



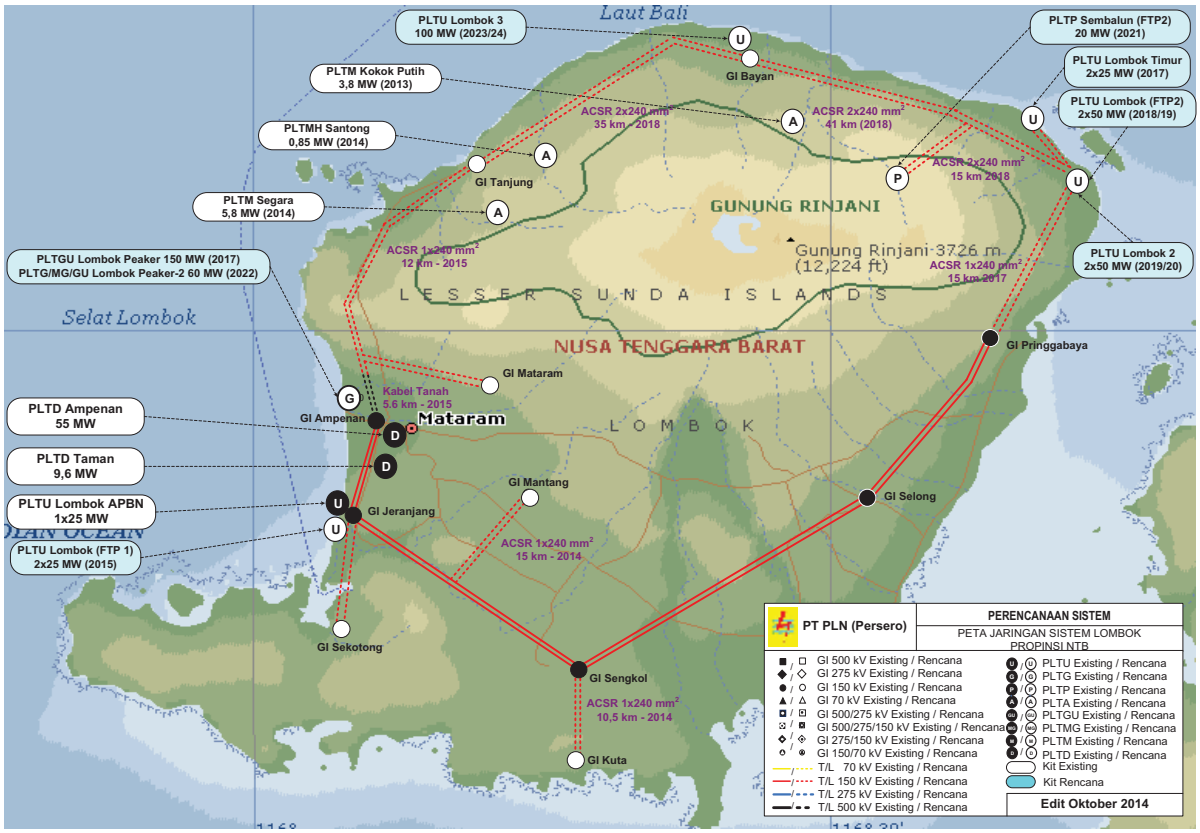
Gambar 6. 15 Rencana Pengembangan transmisi Sulawesi Tahun 2015-2024

<u>Sistem Interkoneksi Lombok</u>.

Sistem interkoneksi 150 kV Lombok telah beroperasi sejak tahun 2013 setelah PLTU Jeranjang unit 3 (1x25 MW) beroperasi memasok kebutuhan beban kota Mataram. Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu setelah transmisi 150 kV Jeranjang – Sengkol – Selong – Pringgabaya selesai dibangun pada tahun 2014. Untuk meningkatkan kemampuan dan

keandalan pasokan dari pembangkit PLTU yang sebagian besar berlokasi di Lombok Timur, dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru melintas bagian utara pulau Lombok melalui Bayan, sehingga sistem 150 kV Lombok akan membentuk *looping*.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.16.



Gambar 6. 16 Rencana Pengembangan transmisi NTB Tahun 2015-2024

Beberap proyek transmisi strategis di Wilayah Indonesia Timur antara lain:

Sistem Kalimantan

– Proyek transmisi 275 kV *cross border interconnection* dan transmisi 150 kV yang terkait untuk menyalurkan daya dari Serawak ke Kalbar dalam rangka memenuhi *demand* dan meningkatkan keandalan pasokan sistem Kalbar.

– Transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang dan saat ini dalam tahap konstruksi, diharapkan bisa selesai tahun 2016 sehingga akan membentuk sistem Kalseltengtim. Selain itu, rencana transmisi 150 kV Bangkanai – Melak – Kota Bangun akan memperkuat interkoneksi Kalseltengtim.

- Transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai 155 MW dan 140 MW ke sistem Kalselteng
- Transmisi 150 kV Muara Teweh – Puruk Cahu – Kuala Kurun – Kasongan dan uprating transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU IPP Kalselteng 1 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kalselteng 3 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera untuk mendukung evakuasi daya dari PLTU Kaltim 4 (2x100 MW) ke pusat beban.
- Transmisi 150 kV Tanjung Redep – Tanjung Selor – Tidang Pale – Malinau untuk meningkatkan keandalan pasokan ke ibukota Provinsi dan Kabupaten serta Kota di kalimantan Utara.

Sistem Sulawesi

- Transmisi 150 kV Poso – Palu Baru untuk menyalurkan daya dari PLTA Poso ke pusat beban di Palu, saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan pada awal tahun 2015 sudah bisa beroperasi.
- Transmisi 150 kV Wotu – Malili – Lasusua – Kolaka – Unaaha – Kendari untuk menghubungkan sistem Sulsel dengan sistem Sultra, juga saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan pada tahun 2016 atau 2017 sudah bisa beroperasi.
- Transmisi EHV sebagai back bone untuk evakuasi daya dari pusat PLTA skala besar disekitar perbatasan Sulsel, Sulbar dan Sulteng ke pusat pertumbuhan beban di Sultra dan di Makassar dan sekitarnya.
- Transmisi 150 kV sistem Bau-Bau untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban, serta untuk menghubungan pusat beban di Pulau Muna dan puat beban di Pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol/Leok dan Tolitoli – Bangkir – Tambu, sehingga membentuk sistem Sulbagut, termasuk rencana interkoneksi ke sistem Palu.

Sistem Lombok

- Transmisi 150 kV Pringgabaya – PLTU Lombok FTP2 untuk evakuasi daya dari PLTU Lombok FTP2 dan PLTU IPP Lombok Timur.
- Transmisi 150 kV PLTU Lombok FTP2 – Bayan – Tanjung sehingga membentuk Looping untuk mendukung evakuasi daya dari kedua PLTU tersebut.
- Proyek-proyek transmisi dan gardu induk terkait dengan evakuasi daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban.

Sistem Kecil di Indonesia Timur

Proyek transmisi strategis lain di Indonesia Timur adalah:

- Transmisi di Nusa Tenggara yaitu sistem Sumbawa 70 kV dan 150 kV yang membentang dari Taliwang sampai ke Sape, sistem 70 kV Flores yang membentang dari Labuhan Bajo sampai Larantuka, sistem 70 kV Timor yang membentang dari Bolok (Kupang) sampai Atapupu (Atambua).
- Transmisi di Maluku yaitu sistem 70 kV Ambon, sistem 150 kV Seram dan sistem 150 kV Halmahera untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM (PLTU, PLTP, PLTA, PLTMH, PLTMG gas) ke pusat beban.
- Transmisi 70 kV sistem Jayapura dan sistem Sorong untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM (PLTU, PLTA, PLTMG gas) ke pusat beban di Jayapura dan Sorong.
- Transmisi 150 kV dan gardu induk 150/20 kV di sekitar Wamena untuk evakuasi daya dari PLTA Baliem ke tujuh ibukota Kabupaten di sekitar Wamena.

6.9. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.45. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2024 adalah sebesar 166 ribu kms jaringan tegangan menengah, 138 ribu kms jaringan tegangan rendah, 43,4 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 21,0 juta pelanggan.

Tabel 6. 45 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia

Uraian	satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	15,6	16,5	16,5	16,5	17,0	16,9	16,4	16,4	16,8	17,1	165,8
Jaringan TR	ribu kms	13,2	13,3	13,5	13,8	14,3	14,3	13,9	13,8	14,1	14,2	138,4
Trafo Distribusi	ribu MVA	3,9	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,4	4,4	4,6	4,7	43,4
Tambahan Pelanggan	juta plgn	3,3	3,2	2,6	2,5	2,2	1,7	1,5	1,4	1,3	1,3	21,0

6.9.1 Wilayah Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.46. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2024 adalah sebesar 40 ribu kms jaringan tegangan menengah 41 ribu kms jaringan tegangan rendah 5,3 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 4,8 juta pelanggan.

Tabel 6. 46 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera

Uraian	satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	3,4	3,4	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,4	4,6	39,6
Jaringan TR	ribu kms	3,9	3,7	3,9	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,4	4,5	40,9
Trafo Distribusi	ribu MVA	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	5,3
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	4,8

6.9.2 Wilayah Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 6.47.

Tabel 6. 47 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali

Uraian	satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	6,8	7,5	6,9	6,8	7,1	6,8	6,9	7,0	7,2	7,1	70,2
Jaringan TR	ribu kms	5,0	5,5	5,2	5,4	5,6	5,3	5,3	5,2	5,3	5,1	53,1
Trafo Distribusi	ribu MVA	2,5	2,7	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	3,0	3,0	27,8
Tambahan Pelanggan	juta plgn	2,0	2,2	1,4	1,3	1,1	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	11,2

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2015 sampai dengan tahun 2024 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 70 ribu kms, jaringan tegangan rendah 53 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 28 ribu MVA dan jumlah pelanggan 11,2 juta.

6.9.3 Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 6.48. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Indonesia Timur hingga tahun 2024 adalah sebesar 56 ribu kms jaringan tegangan

menengah 44 ribu kms jaringan tegangan rendah 10 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 5,0 juta pelanggan.

Tabel 6. 48 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur

Uraian	satuan	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	5,4	5,6	5,9	5,9	6,0	6,1	5,4	5,2	5,2	5,3	56,0
Jaringan TR	ribu kms	4,3	4,0	4,4	4,5	4,7	4,8	4,4	4,3	4,4	4,5	44,4
Trafo Distribusi	ribu MVA	0,8	0,9	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	10,2
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0,7	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	5,0

Interkoneksi Antarpulau

Untuk mengembangkan sistem kelistrikan di pulau-pulau yang dekat dengan daratan pulau besar dan sekaligus untuk menurunkan penggunaan BBM, direncanakan interkoneksi antar pulau melalui kabel laut 20 kV atau 150 kV, yaitu:

- Pulau Muna - Pulau Buton (Bau-bau) dengan kabel laut 150 kV
- Pulau Laut (Kotabaru) - Batulicin dengan kabel laut 150 kV
- Bitung – Pulau Lembeh (Sulut) dengan kabel laut / SUTM 20 kV
- Kepulauan Seribu dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV
- Bali – Nusa Penida dengan sirkit ke-2 kabel laut 20 kV

Pelaksanaan interkoneksi kabel laut tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan meliputi keekonomian, enjiniring dan studi dasar laut (seabed study) meliputi: route, peletakan kabel, lingkungan, struktur dasar laut, dan lain sebagainya.

6.10. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK

Listrik Perdesaan

Untuk saat ini pembangunan listrik desa di seluruh Indonesia dilaksanakan oleh 31 Satuan Kerja Listrik Desa/Satker Lisdes.

Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik. Rekap program listrik perdesaan

tahun 2015-2024 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.49 dan Tabel 6.50.

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 6. 49 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2015-2024

Tahun	Satuan	2015**	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
JTM	kms	3.530	4.866	5.143	5.552	5.986	6.110	6.232	6.370	6.496	6.639	56.924
JTR	kms	3.611	4.916	5.204	5.635	6.071	6.173	6.339	6.510	6.607	6.785	57.851
Trafo	MVA	147	208	222	238	257	260	266	271	277	283	2.430
	Unit	2.367	3.191	3.374	3.638	3.923	3.991	4.088	4.186	4.261	4.364	37.382
Jumlah Pelanggan	Ribu	209	259	275	296	318	324	332	338	346	353	3.049
Listrik Murah dan Hemat	RTS	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	933

** RKAKL

Catatan: Pada tahun 2013 & 2014 ada program Penyambungan dan Pemasangan instalasi listrik gratis bagi nelayan & masyarakat tidak mampu sekitar 95 ribu RTS (rumah tangga sasaran).

Tabel 6. 50 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2015-2024 (Miliar Rp)

Tahun	2015**	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
JTM	1.366	1.957	2.064	2.227	2.404	2.460	2.502	2.548	2.608	2.656	22.794
JTR	649	896	950	1.028	1.110	1.130	1.161	1.190	1.210	1.241	10.566
Trafo	338	482	512	551	593	603	618	632	644	659	5.633
Total Jaringan dan Gardu	2.353	3.334	3.527	3.806	4.107	4.193	4.281	4.371	4.463	4.556	38.993
Listrik Murah dan Hemat	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	2.100
Total Biaya	2.563	3.544	3.737	4.016	4.317	4.403	4.491	4.581	4.673	4.766	41.093

** RKAKL

Desa Berlistrik

Rencana pengembangan desa berlistrik diharapkan dapat mencapai 100% pada tahun 2019 seperti ditunjukkan pada Tabel 6.51. Untuk merealisasikan desa berlistrik menuju 100% akan menghadapi beberapa kendala antara lain: lokasi sangat terpencil dan terisolasi, adanya pemekaran desa yang sulit diprediksi, infrastruktur penunjang seperti jalan dan jembatan untuk mobilisasi material yang masih terbatas serta perizinan.

Tabel 6. 51 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2015-2024

Tahun	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Rasio Desa Berlistrik (%)	98,0	98,5	99,0	99,5	100	100	100	100	100	100

6.11. PENGEMBANGAN SISTEM KECIL TERSEBAR (S/D 10 MW)

Selama ini sistem kecil isolated sampai 10 MW dilayani oleh PLTD BBM dan sebagian diantaranya telah dibangun PLTU skala kecil untuk menurunkan penggunaan BBM dalam memenuhi kebutuhan beban. Dalam perkembangannya PLTU skala kecil banyak mengalami hambatan sehingga sistem kecil ini masih mengalami kekurangan daya.

Untuk mempercepat penyediaan tenaga listrik, teknologi yang paling cepat dapat digunakan adalah PLTD. Apabila di kemudian hari ditemukan energi terbarukan setempat maka dapat dikombinasikan dengan PLTD mengingat karakteristik energi terbarukan yang *intermitten*. Pola ini disebut sebagai sistem *hybrid*.

Untuk memberikan kepastian dan keandalan pasokan pada sistem kecil tersebar, akan dibangun pembangkit berbahan bakar *dual fuel* (HSD dan Gas). Sedangkan untuk daerah-daerah yang tidak memungkinkan menggunakan pembangkit berbahan bakar *dual fuel*, maka pembangkit yang akan dibangun adalah PLTD BBM.

Sedangkan untuk meningkatkan pasokan listrik di daerah/pulau terluar dan perbatasan, Pemerintah menugaskan PLN untuk melaksanakan pengembangan pembangkit di daerah tersebut dan diharapkan dapat beroperasi pada tanggal 17 Agustus 2015.

BAB VII

KEBUTUHAN DANA INVESTASI

7.1. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI INDONESIA

Untuk membangun sarana pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik sebagaimana diuraikan pada Bab 6 diperlukan dana investasi sebesar US$ 69,4 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.1 dan Gambar 7.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum mencakup dana investasi untuk proyek listrik yang diasumsikan akan dilaksanakan oleh swasta/IPP.

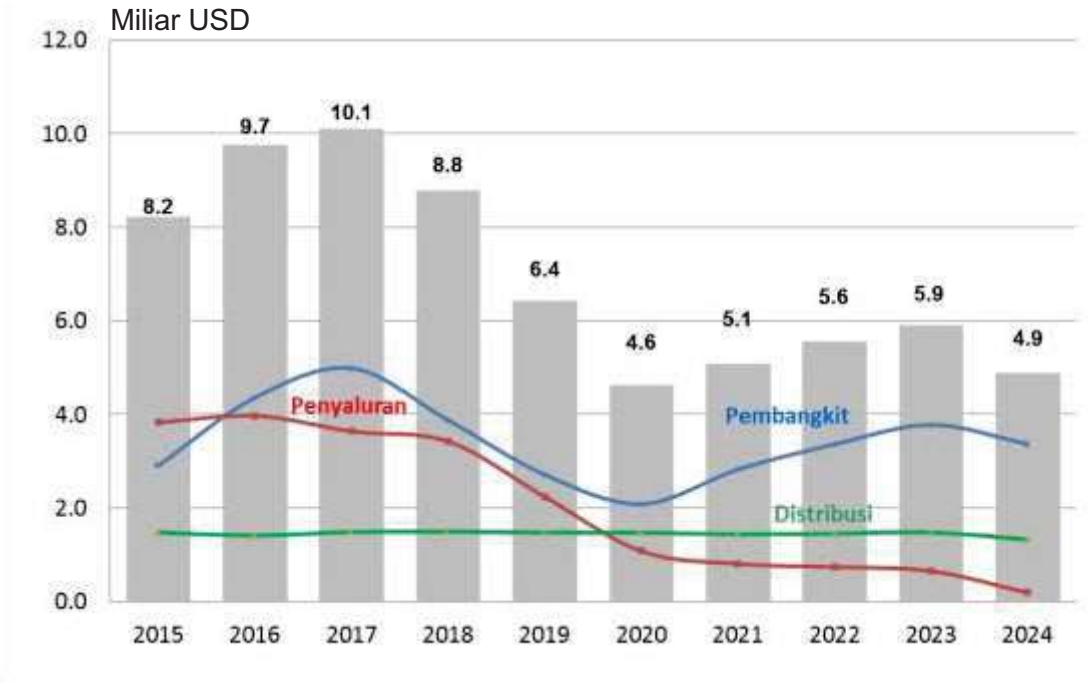
Tabel 7. 1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

Juta US$

Item		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pembangkit	Fc	1.988,5	3.109,8	3.781,4	2.882,7	1.870,3	1.325,3	1.847,1	2.197,4	2.440,7	2.228,9	23.671,9
	Lc	922,0	1.252,8	1.204,3	990,7	841,0	758,7	979,4	1.167,5	1.336,9	1.138,5	10.591,8
	Total	**2.910,5**	**4.362,5**	**4.985,6**	**3.873,4**	**2.711,4**	**2.084,0**	**2.826,4**	**3.364,8**	**3.777,6**	**3.367,5**	**34.263,7**
Penyaluran	Fc	3.087,4	3.223,5	3.011,6	2.873,2	1.840,7	867,4	667,8	567,3	511,1	158,9	16.808,9
	Lc	739,7	748,7	627,2	547,3	397,7	209,0	138,7	172,7	142,0	31,0	3.754,0
	Total	**3.827,1**	**3.972,2**	**3.638,8**	**3.420,4**	**2.238,3**	**1.076,4**	**806,5**	**740,1**	**653,2**	**189,9**	**20.562,9**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1.478,0	1.414,2	1.488,5	1.496,8	1.478,0	1.471,8	1.442,7	1.454,7	1.480,0	1.325,8	14.530,5
	Total	**1.478,0**	**1.414,2**	**1.488,5**	**1.496,8**	**1.478,0**	**1.471,8**	**1.442,7**	**1.454,7**	**1.480,0**	**1.325,8**	**14.530,5**
Total	Fc	5.075,9	6.333,3	6.792,9	5.755,8	3.711,0	2.192,7	2.514,8	2.764,7	2.951,8	2.387,8	40.480,8
	Lc	3.139,7	3.415,7	3.320,0	3.034,8	2.716,7	2.439,5	2.560,8	2.794,9	2.958,9	2.495,3	28.876,2
	Total	**8.215,6**	**9.748,9**	**10.112,9**	**8.790,6**	**6.427,7**	**4.632,2**	**5.075,6**	**5.559,6**	**5.910,8**	**4.883,1**	**69.357,1**

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

Sebelum tahun 2006, sumber pembiayaan proyek-proyek PLN banyak diperoleh dari penerusan pinjaman dari luar negeri (*two step loan*), namun setelah itu 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 7. 1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

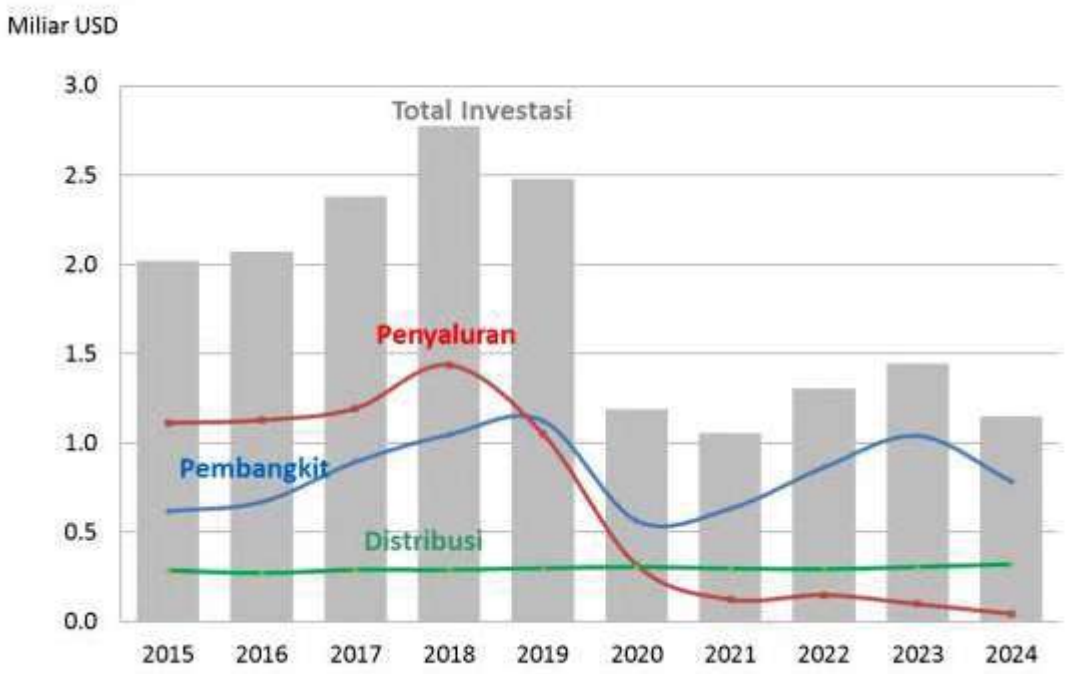
7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SUMATERA

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2015-2024 untuk Wilayah Sumatera adalah sebesar US$ 17,8 miliar atau rata-rata US$ 1,78 miliar per tahun, tidak termasuk proyek IPP, dengan *disbursement* tahunan seperti pada Tabel 7.2 dan Gambar 7.2.

Tabel 7. 2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

Juta US$

Item		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pembangkit	Fc	473,7	528,3	682,8	757,9	819,5	366,0	366,1	494,6	601,4	460,9	5.551,4
	Lc	144,3	141,9	211,2	289,4	305,6	198,9	266,7	369,5	438,6	324,9	2.691,0
	Total	**618,0**	**670,2**	**894,0**	**1.047,3**	**1.125,1**	**564,9**	**632,8**	**864,1**	**1.040,0**	**785,8**	**8.242,4**
Penyaluran	Fc	860,8	856,3	900,3	1.106,0	829,8	263,5	97,6	121,6	86,0	38,2	5.160,0
	Lc	251,6	271,7	294,0	330,8	221,1	53,0	26,4	27,7	12,1	6,3	1.494,7
	Total	**1.112,4**	**1.128,0**	**1.194,3**	**1.436,8**	**1.050,9**	**316,5**	**124,0**	**149,3**	**98,1**	**44,5**	**6.654,7**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	287,5	271,8	290,4	290,5	299,8	306,6	298,0	293,5	306,4	320,9	2.965,4
	Total	**287,5**	**271,8**	**290,4**	**290,5**	**299,8**	**306,6**	**298,0**	**293,5**	**306,4**	**320,9**	**2.965,4**
Total	Fc	1.334,5	1.384,6	1.583,1	1.863,9	1.649,3	629,6	463,7	616,2	687,4	499,1	10.711,4
	Lc	683,4	685,4	795,7	910,7	826,5	558,4	591,1	690,7	757,1	652,1	7.151,2
	Total	**2.018,0**	**2.070,0**	**2.378,7**	**2.774,6**	**2.475,8**	**1.188,0**	**1.054,8**	**1.306,9**	**1.444,6**	**1.151,2**	**17.862,5**



Gambar 7. 2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

Kebutuhan investasi Wilayah Sumatera untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2024 adalah sebesar US$ 8,2 miliar, proyek penyaluran sebesar US$ 6,6 miliar dan distribusi sebesar US$ 3,0 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2018 yang sebagian besar merupakan proyek reguler dan percepatan tahap 2 (FTP2). Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem Sumatera. Proyek transmisi Sumatera didominasi oleh pengembangan transmisi 275 kV dan 500 kV untuk interkoneksi seluruh Sumatera, di samping pengembangan transmisi 150 kV.

7.3. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI JAWA-BALI

Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2024 di sistem Jawa Bali membutuhkan dana investasi sebesar US$ 33,6 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.3 dan Gambar 7.3.

Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2024 adalah sebesar US$ 16,5 miliar atau sekitar US$ 1,65 miliar per tahun.

Tabel 7. 3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali

Juta US$

Item		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pembangkit	Fc	796,2	1.364,3	1.789,3	1.111,1	452,7	550,2	1.059,7	1.204,6	1.384,9	1.465,6	11.178,7
	Lc	518,1	783,6	627,9	368,4	283,9	340,8	497,2	554,1	698,3	711,5	5.383,8
	Total	**1.314,3**	**2.148,0**	**2.417,2**	**1.479,5**	**736,6**	**891,1**	**1.556,9**	**1.758,7**	**2.083,2**	**2.177,1**	**16.562,4**
Penyaluran	Fc	1.613,0	1.676,5	1.664,2	1.530,7	733,4	367,9	400,7	265,0	148,1	35,0	8.434,5
	Lc	286,8	281,4	231,5	150,1	82,4	66,3	58,1	35,2	17,1	2,8	1.211,7
	Total	**1.899,8**	**1.957,9**	**1.895,7**	**1.680,8**	**815,8**	**434,2**	**458,8**	**300,3**	**165,2**	**37,8**	**9.646,2**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	795,4	756,1	770,4	767,3	747,3	725,1	733,3	756,2	770,4	588,4	7.409,9
	Total	**795,4**	**756,1**	**770,4**	**767,3**	**747,3**	**725,1**	**733,3**	**756,2**	**770,4**	**588,4**	**7.409,9**
Total	Fc	2.409,2	3.040,8	3.453,5	2.641,8	1.186,1	918,2	1.460,4	1.469,6	1.533,0	1.500,7	19.613,2
	Lc	1.600,3	1.821,2	1.629,7	1.285,8	1.113,6	1.132,2	1.288,6	1.345,5	1.485,7	1.302,7	14.005,4
	Total	**4.009,4**	**4.862,0**	**5.083,3**	**3.927,6**	**2.299,6**	**2.050,4**	**2.749,0**	**2.815,2**	**3.018,7**	**2.803,3**	**33.618,6**

Gambar 7. 3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali

Pembiayaan proyek pembangkitan PLN berasal dari beberapa sumber. Proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 tahun 2006 didanai dengan pinjaman luar negeri (Cina) dan dalam negeri yang diusahakan oleh PLN dengan jaminan Pemerintah. Proyek *Upper Cisokan pumped storage* senilai US$ 800 juta telah diusulkan mendapat pendanaan dari IBRD yang merupakan *lender* multilateral, sedangkan PLTU Indramayu 1x1.000 MW senilai US$ 2.000 juta dengan pendanaan dari *lender* bilateral.

Kebutuhan dana investasi untuk penyaluran dan distribusi masing-masing sebesar US$ 9,6 miliar dan US$ 7,4 miliar. Proyek penyaluran pada tahun 2018 cukup besar karena merupakan *disbursement* proyek transmisi interkoneksi HVDC Sumatera – Jawa dan transmisi Jawa – Bali Crossing 500 kV. Proyek tersebut menurut rencana akan didanai dari APLN, pinjaman luar negeri (*two step loan*) dan kredit ekspor.

7.4. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI WILAYAH INDONESIA TIMUR

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2015-2024 Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US$ 17,9 miliar atau rata-rata US$ 1,79 miliar, tidak termasuk proyek IPP, dengan kebutuhan investasi seperti pada Tabel 7.4 dan *disbursement* tahunan seperti Gambar 7.4.

Tabel 7. 4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur

Juta US$

Item		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pembangkit	Fc	718,6	1.217,1	1.309,3	1.013,7	598,1	409,0	421,2	498,1	454,4	302,4	6.941,9
	Lc	259,6	327,3	365,2	332,9	251,5	219,0	215,5	243,9	200,0	102,1	2.517,0
	Total	**978,2**	**1.544,4**	**1.674,5**	**1.346,5**	**849,7**	**628,1**	**636,7**	**742,0**	**654,4**	**404,5**	**9.458,9**
Penyaluran	Fc	613,7	690,7	447,1	236,4	277,5	235,9	169,5	180,7	277,0	85,7	3.214,4
	Lc	201,3	195,6	101,6	66,4	94,2	89,7	54,2	109,8	112,9	21,9	1.047,6
	Total	**815,0**	**886,3**	**548,7**	**302,8**	**371,6**	**325,6**	**223,7**	**290,5**	**389,9**	**107,6**	**4.261,9**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	395,1	386,2	427,7	439,0	430,9	440,1	411,4	405,0	403,2	416,4	4.155,1
	Total	**395,1**	**386,2**	**427,7**	**439,0**	**430,9**	**440,1**	**411,4**	**405,0**	**403,2**	**416,4**	**4.155,1**
Total	Fc	1.332,3	1.907,8	1.756,4	1.250,1	875,6	645,0	590,7	678,9	731,4	388,1	10.156,2
	Lc	855,9	909,1	894,6	838,3	776,6	748,8	681,1	758,7	716,1	540,5	7.719,7
	Total	**2.188,2**	**2.816,9**	**2.651,0**	**2.088,4**	**1.652,2**	**1.393,8**	**1.271,9**	**1.437,6**	**1.447,5**	**928,6**	**17.875,9**

Gambar 7. 4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur

Kebutuhan investasi pembangkit Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US$ 9,5 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2015-2018 yang sebagian besar merupakan proyek percepatan pembangkit Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006. Sedangkan *disbursement* proyek pembangkitan pada tahun berikutnya terus menurun karena proyek-proyek IPP akan semakin mendominasi sistem-sistem Indonesia Timur. Proyek transmisi di Indonesia Timur didominasi oleh pengembangan

transmisi 275 kV, di samping pengembangan transmisi 150 kV Sulawesi dan Kalimantan serta beberapa wilayah lain seperti NTT dan NTB.

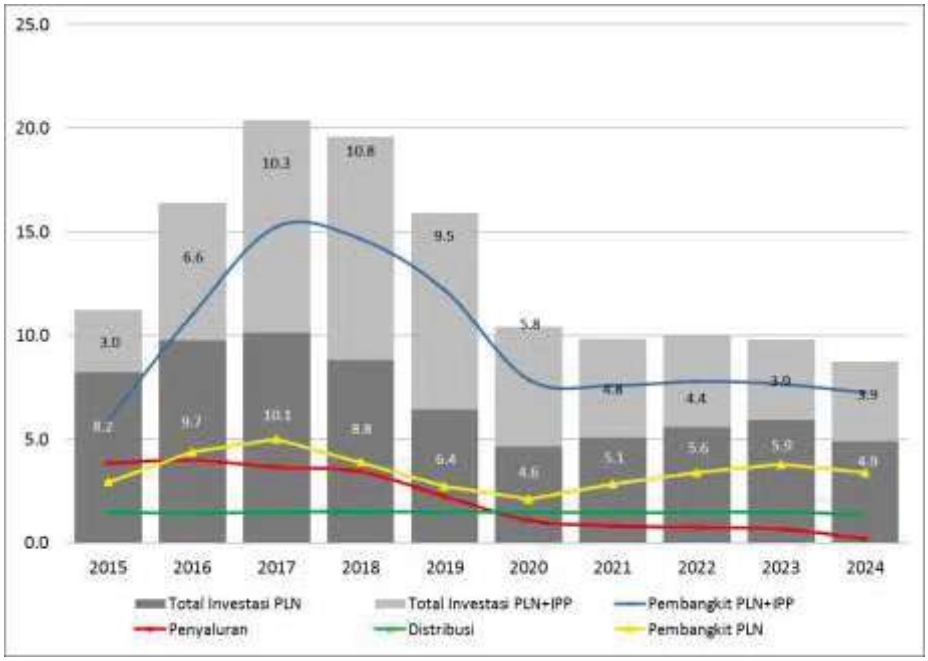
7.5. KEBUTUHAN INVESTASI KELISTRIKAN PLN DAN IPP

Total dana investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan sistem kelistrikan Indonesia secara keseluruhan, termasuk proyek-proyek kelistrikan yang diasumsikan akan dibangun oleh swasta/IPP, adalah US$ 132,2 miliar selama tahun 2015-2024. Partisipasi swasta untuk 10 mendatang sebesar US$ 62,8 miliar atau 47% dari seluruh kebutuhan investasi. *Disbursement* dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 7.5 dan Gambar 7.5.

Tabel 7. 5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Juta US$

Item		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pembangkit	Fc	3.952	7.438	10.966	10.630	8.436	5.252	5.048	5.201	5.093	4.901	66.917
	Lc	1.964	3.558	4.275	4.018	3.741	2.606	2.531	2.572	2.554	2.325	30.144
	Total	**5.916**	**10.996**	**15.240**	**14.648**	**12.177**	**7.858**	**7.579**	**7.773**	**7.648**	**7.226**	**97.062**
Penyaluran	Fc	3.087	3.224	3.012	2.873	1.841	867	668	567	511	159	16.809
	Lc	740	749	627	547	398	209	139	173	142	31	3.754
	Total	**3.827**	**3.972**	**3.639**	**3.420**	**2.238**	**1.076**	**806**	**740**	**653**	**190**	**20.563**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1.478	1.414	1.489	1.497	1.478	1.472	1.443	1.455	1.480	1.326	14.530
	Total	**1.478**	**1.414**	**1.489**	**1.497**	**1.478**	**1.472**	**1.443**	**1.455**	**1.480**	**1.326**	**14.530**
Total	Fc	7.040	10.661	13.977	13.503	10.277	6.119	5.716	5.769	5.604	5.060	83.726
	Lc	4.181	5.721	6.390	6.062	5.617	4.287	4.112	4.199	4.176	3.682	48.428
	Total	**11.221**	**16.382**	**20.368**	**19.565**	**15.893**	**10.406**	**9.828**	**9.968**	**9.781**	**8.742**	**132.155**



Gambar 7. 5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Tabel 7.5 menunjukkan bahwa sektor ketenagalistrikan Indonesia setiap tahunnya membutuhkan dana investasi yang sangat besar, yaitu rata-rata hampir US$ 13,2 miliar per tahun.

7.6. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Butir 7.6 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).

Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN sebesar US$ 69,1 miliar[56] sampai dengan tahun 2024 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.

a. Kemampuan Pendanaan Sendiri (APLN)

Kemampuan pendanaan internal PLN sesungguhnya sangat rendah karena sebelum tahun 2009 PLN tidak memperoleh marjin PSO, 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 pendaanaan proyek *fast track* 1 berasal dari pinjaman komersial dan obligasi. Rasio ini akan semakin besar apabila pendapatan PLN tidak meningkat.

Kebutuhan investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan Pendanaan Sendiri, dan menjaga rasio hutang terhadap

[56] Hanya mencakup *base cost*, tidak termasuk *financing cost*.

aset PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik .

Peningkatan pendanaan sendirinya, tentunya harus dilakukan dengan peningkatan pendapatan PLN akan sangat diperlukan untuk meningkatkan kemampuan PLN dalam melakukan investasi untuk memenuhi kebutuhan pertumbuhan listrik.

b. 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 marjin 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 marjin PSO.

Dengan melihat kemampuan pendanaan internal PLN dan kemampuan meminjam PLN yang sangat terbatas seperti dijelaskan di atas, maka suntikan modal 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.

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 antara lain sebagai berikut:

- Peningkatan pendapatan PLN.
- Peningkatan dana investasi dari Pemerintah.

7.7. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

7.7.1 Financial Leverage Perusahaan

Estimasi total investasi yang dibutuhkan untuk pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi sampai dengan tahun 2024 adalah sebesar 132,2 miliar USD. PLN akan mendanai pengembangan pembangkitan, transmisi, dan distribusi sebesar 69,4 miliar USD (tidak termasuk *interest during construction/IDC, development cost*) sedangkan sisanya sebesar 62,8 miliar USD diharapkan dari partisipasi listrik swasta.

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh biaya produksi yang tinggi. Pendapatan dari pelanggan hanya menutupi sekitar 50-60% dari biaya produksi PLN. Selisih antara biaya produksi dan pendapatan PLN merupakan beban subsidi listrik pada APBN. Pada tahun 2012 subsidi listrik mencapai Rp 103,3 triliun. Subsidi listrik yang diberikan sejak tahun 2000-2012 cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan.

Penjelasan atas UU 19 tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara pasal 66 ayat 1 menyatakan bahwa jika BUMN diberikan penugasan khusus oleh Pemerintah yang secara finansial tidak *feasible* maka Pemerintah harus memberikan kompensasi atas biaya yang telah dikeluarkan termasuk margin yang diharapkan. Pemerintah menugaskan PLN menyediakan tenaga listrik dan meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia tetapi harga jual tenaga listrik ditetapkan oleh Pemerintah, dimana harga jual ini tidak sesuai dengan harga keekonomiannya. Oleh karena itu Pemerintah harus memberikan margin PSO ke PLN dengan besaran tertentu untuk memastikan keuangan PLN tetap sehat dan dapat memenuhi semua kewajiban korporasinya. Margin ini diperlukan oleh PLN untuk menjamin terciptanya laba perusahaan dan meminimalisir risiko-risiko unsur biaya pembentuk BPP seperti risiko fluktuasi harga energi primer, risiko kurs, risiko beban pinjaman, dan sebagainya. Pada tahun 2009, 2010, 2011, 2012 dan 2013 Pemerintah mengalokasikan margin sebesar 5%, 8%, 8%, 7% dan 7% untuk mendukung kemampuan meminjam PLN untuk investasi.

Program percepatan pembangunan pembangkit listrik berbahan bakar batu bara 10.000 MW yang ditugaskan Pemerintah kepada PLN melalui Peraturan Presiden Nomor 71 tahun 2006 sepenuhnya didanai oleh pinjaman. Sejak program ini digulirkan, PLN untuk pertama kalinya harus melakukan pinjaman

langsung secara besar-besaran, baik melalui penerbitan obligasi internasional maupun pinjaman kepada perbankan nasional dan internasional. Kondisi dengan pinjaman besar-besaran yang dilakukan, sementara struktur pendapatannya belum dibenahi, telah berakibat pada memburuknya neraca keuangan PLN (*financial leverage* menjadi tinggi) yang ditunjukkan dengan meningkatnya *Debt to Equity Ratio* (DER) dari 28% pada tahun 2002 menjadi 281% pada akhir tahun 2013.

Sejak tahun 2005 sebagian besar dana pembangunan bersumber dari hutang. Hutang tersebut berasal dari hutang Pemerintah maupun hutang korporasi. Kedua jenis hutang tersebut memiliki kewajiban yang harus dijaga oleh PLN untuk menjamin kemampuan pengembalian hutangnya. Kewajiban tersebut adalah *covenant* pinjaman.

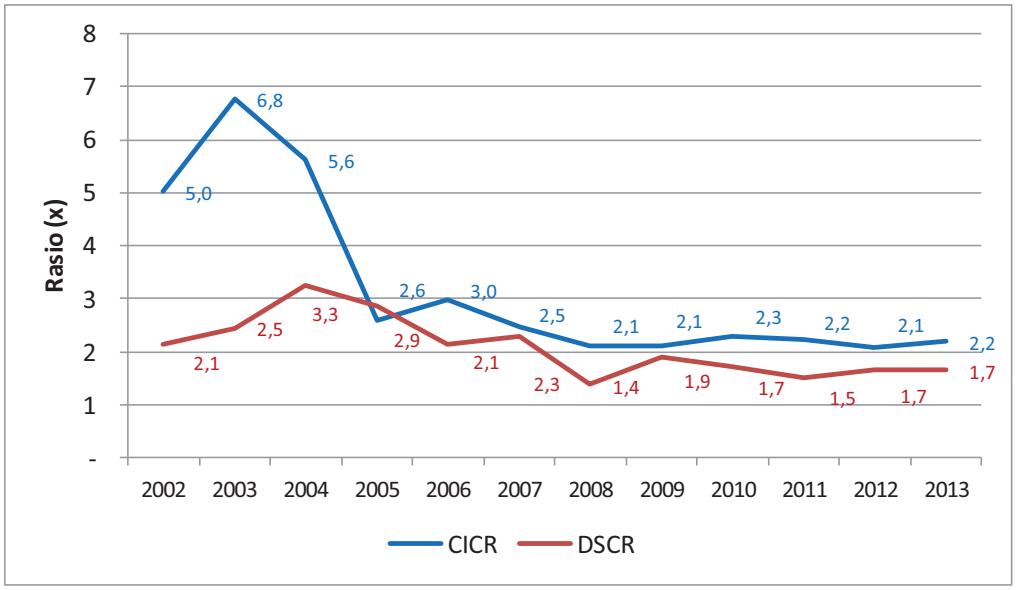
Covenant adalah komitmen untuk menjaga kondisi keuangan perusahaan yang dituangkan dalam sebuah perjanjian hutang. Dari beberapa *covenant* yang ada, umumnya *covenant* yang perlu dijaga oleh PLN terdiri dari 2 (dua) buah indikator: (i) *Consolidated Interest Coverage Ratio* (CICR) dan (ii) *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR). CICR merupakan rasio antara *Consolidated Cash Flow* dengan *Consolidated Interest Expense*, yang merupakan persyaratan *bond holder* dari pendanaan *Global Bond* dengan angka mínimum 2 kali. DSCR adalah persyaratan pinjaman dari multilateral bank (2 lender utama PLN yaitu IBRD dan ADB) dengan angka minimum sebesar 1,5 kali. Masing-masing *lender* memberi definisi berbeda untuk DSCR :

> *"The net revenues of PLN for the twelve months prior to the date of such incurrence shall be at least 1.5 times the estimated maximum debt service requirement of PLN for any succeeding fiscal year on all debts of PLN including the debt to be incurred."* (ADB).
>
> *"... the estimated net revenues of PLN for each fiscal year during the term of the debt to be incurred shall be at least 1,5 times the estimated debt services requirements of PLN in such year"* (IBRD).

Dalam kurun waktu tahun 2002–2012, PLN masih mampu memenuhi *covenant* pinjaman (DSCR dan CICR) dalam posisi batas aman sebagaimana gambar 7.6.

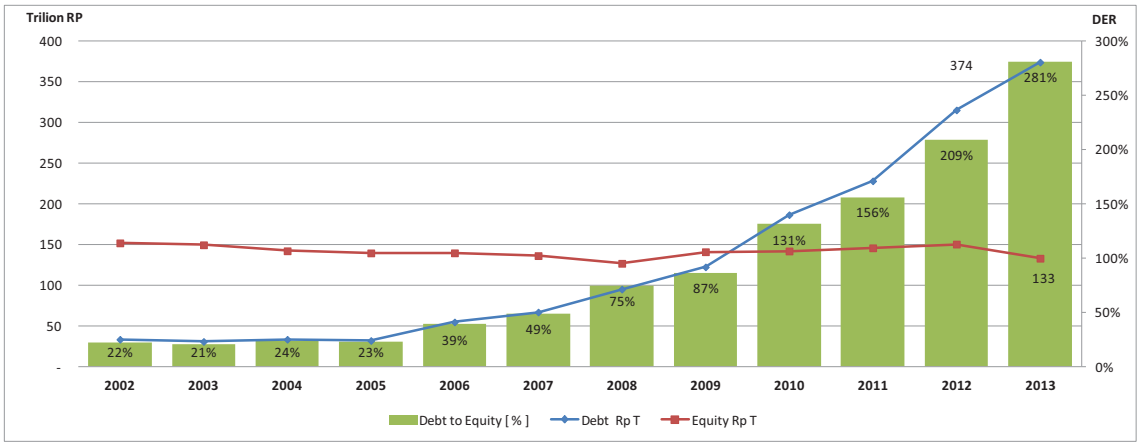
Namun pada tahun-tahun mendatang PLN akan kesulitan untuk memenuhi *covenant* pinjamannya mengingat makin besarnya beban hutang. Dengan

semakin besarnya beban hutang, maka diperlukan kepastian pendapatan yang semakin besar agar beban bunga dan cicilan tetap dapat dipenuhi melalui pendapatan.



Gambar 7. 6 Posisi Indikator DSCR dan CICR Periode Tahun 2002-2013

Semakin besarnya hutang PLN terlihat pada Gambar 7.7 yang menunjukkan bahwa kecenderungan *Debt to Equity Ratio* (DER) PLN makin membesar. Dalam gambar tersebut terlihat bahwa Modal *(Equity)* PLN relatif tidak bertambah dan berkisar pada nilai Rp 133 Trilyun. Sedangkan beban hutang bertambah dari sekitar Rp 34 T menjadi Rp 374 T.



Gambar 7. 7 Posisi Indikator DER periode Tahun 2002-2013

Sejak tahun 2012 pelaporan sistem akuntasi PLN harus menggunakan ISAK 8 (Interpretasi Standar Akuntasi Keuangan) sesuai peraturan dari Bapepam yang mensyaratkan agar seluruh perusahaan di Indonesia mengikuti PSAK 30

(Prinsip Standar Akuntansi Keuangan). Dengan adanya standar ini maka kewajiban dari listrik swasta/IPP secara akuntansi menjadi kewajiban dari PLN. Penerapan PSAK 30 yang mengatur tentang “Sewa” dan ISAK 8 yang mengatur mengenai “Penentuan Apakah Suatu Perjanjian Mengandung Suatu Sewa” ini akan mempunyai implikasi terhadap laporan keuangan PLN. Perjanjian *Power Purchase Agreement* (PPA) dengan IPP termasuk suatu perjanjian yang mengandung suatu sewa, sehingga penerapan ini mempunyai implikasi menyebabkan diakuinya aset dan kewajiban terkait perjanjian sewa dalam laporan posisi keuangan PLN serta mengakibatkan perubahan pada saldo laba/rugi pada laporan laba/rugi komprehensif PLN tahun sebelumnya. Dampaknya, rasio-rasio keuangan perusahaan pun ikut berubah dan berpotensi mengakibatkan terjadinya pelanggaran beberapa *covenant* atas pinjaman yang dimiliki PLN.

Kondisi melemahnya kemampuan investasi PLN juga sudah diketahui oleh pasar keuangan. Hal ini dapat terlihat dari pernyataan dari *rating agency* yang menyatakan bahwa *sustainibility* PLN mengkhawatirkan karena investasi yang agresif serta *financial leverage* yang sudah mengkhawatirkan. Dalam *roadshow* PLN banyak investor yang mengkhawatirkan *sustainability* PLN akibat semakin membesarnya *debt to ebitda ratio* PLN.

Dengan adanya indikasi memburuknya *financial leverage* PLN, maka akan berakibat pada kemampuan meminjam PLN menjadi semakin lemah.

7.7.2 Perbaikan Struktur Modal Perusahaan

Dalam rangka meningkatkan kemampuan PLN dalam menyediakan fasilitas tenaga listrik diperlukan penguatan modal perusahaan. Hal ini dapat dilakukan antara lain dengan cara:

1. Peningkatan pendapatan internal PLN baik melalui kenaikan tarif dan atau subsidi, yang mampu meningkatkan kemampuan investasi.
2. Dukungan Pemerintah dalam penyediaan dana investasi dalam Penyertaan Modal Negara (PMN) untuk mengurangi beban pinjaman.
3. Restrukturisasi pinjaman PLN yang saat ini cukup besar antara lain dengan melakukan *swap* Sub-Loan Agreement (SLA) menjadi PMN, serta restrukturisasi pinjaman langsung perusahaan.

7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP

Agar pelayanan kepada masyarakat tidak terganggu dengan keterbatasan kemampuan pendanaan PLN, diperlukan langkah-langkah terobosan perubahan model bisnis sektor ketenagalistrikan. Langkah-langkah ini antara lain memberikan kesempatan kepada pihak ketiga non-IPP untuk berpartisipasi dalam pembangunan pembangkit serta memasok industri agar PLN tidak menjadi satu-satunya *off-taker* sepenuhnya, misalnya melalui skema *power wheeling*, kerja sama antar wilayah usaha. Dengan model bisnis seperti ini maka investasi yang dilakukan oleh pihak ketiga non-IPP tidak akan membebani keuangan PLN secara jangka panjang.

BAB VIII

ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL 2015-2024 adalah tersedianya pasokan tenaga listrik yang cukup, andal dan efisien, guna mengantisipasi pertumbuhan konsumsi tenaga listrik dan mendukung terciptanya ketahanan energi.

Dalam pencapaian sasaran strategis tersebut PLN telah berkomitmen menerapkan paradigma *risk management* melalui implementasi ERM (*Enterprise Risk Management*). Hal tersebut selain bertujuan untuk meningkatkan *value* bagi perusahaan, sekaligus juga sebagai salah satu unsur GCG (*Good Corporate Governance*) dalam pengelolaan perusahaan sebagaimana diamanatkan dalam Peraturan Menteri BUMN Nomor PER-01/MBU/2011 tentang Penerapan GCG pada BUMN. Peletakan dasar-dasar (fundamental) untuk implementasi Manajemen Risiko di lingkungan PT PLN (Persero) telah dimulai pada tahun 2010 dengan ditetapkannya kebijakan implementasi Manajemen Risiko sesuai KEPDIR No. 537.K/DIR/2010 beserta pedoman pelaksanaannya sesuai Edaran Direksi No. 028.E/DIR/2010.

Bab ini menggambarkan Profil Risiko Jangka Panjang PLN yang dinilai dominan berpotensi mempengaruhi pencapaian sasaran tersebut di atas dalam kurun waktu tahun 2015-2024, dimana telah teridentifikasi terdapat pada aspek regulasi Pemerintah, aspek *financing* (pendanaan), *security of supply* dan aspek operasional. Hal tersebut sejalan dengan isu-isu utama RUPTL, yaitu proyeksi kebutuhan / permintaan tenaga listrik, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi, serta proyeksi pasokan energi primer dan kebutuhan investasi, baik oleh PLN maupun oleh swasta.

8.1. PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG 2015-2024

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2015-2024 dilakukan sesuai dengan aspek-aspek yang ditinjau sebagai berikut :

1. **Aspek Regulasi Pemerintah**

Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL adalah risiko adanya perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan dan risiko tarif tenaga listrik (TTL).

a. **Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan** diantaranya disebabkan oleh perubahan arah prioritas nasional, perubahan kebijakan pengembangan panas bumi, pengaruh regulasi daerah, dan sebagainya, yang akan berdampak langsung pada pencapaian sasaran RUPTL.

b. **Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL** yang disebabkan karena pertimbangan politis Pemerintah, akan berdampak langsung pada besaran subsidi listrik, dan pada akhirnya mempengaruhi kemampuan pendanaan internal PLN.

2. **Aspek Pendanaan (Financing)**

a. **Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan**, baik yang dialami oleh PLN maupun swasta (IPP) adalah risiko yang dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL mengingat kebutuhan pendanaan investasi PLN rata-rata sekitar US$ 6,9 miliar USD atau sekitar Rp 83 triliun per tahun, jauh di atas kapasitas pendanaan internal PLN maupun Pemerintah. Beberapa penyebab yang mungkin diantaranya adalah keterbatasan kapasitas fiskal Pemerintah dalam hal subsidi listrik, potensi penurunan reputasi PLN/Pemerintah karena terjadinya hambatan pada proyek-proyek PLN dan IPP, meningkatnya biaya pinjaman, peningkatan nilai tukar valas terhadap IDR, dan sebagainya.

Adapun dampak yang ditimbulkannya adalah terhambatnya pembangunan proyek-proyek infrastruktur ketenagalistrikan, hingga defisit daya pembangkit (pemadaman bergilir) karena kapasitas kelistrikan PLN tidak dapat mengikuti kenaikan pertumbuhan pemakaian listrik, yang pada ujungnya akan berpengaruh terhadap pertumbuhan ekonomi nasional.

3. Aspek Security of Supply

Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL dijelaskan sebagai berikut :

a. **Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP** masih akan berpotensi terjadi. Potensi penyebab risiko ini diantaranya adalah adanya hambatan pada fase-fase awal (pra konstruksi) seperti pendanaan, perizinan, pembebasan lahan proyek, proses pelelangan, kesalahan desain, isu lingkungan dan sosial. Demikian pula pada fase konstruksi berupa *performance* teknis maupun kemampuan finansial kontraktor.

   Mengingat bahwa target tambahan kapasitas per tahun cukup besar (rata-rata sekitar 7.000 MW per tahun) maka potensi dampak yang dapat ditimbulkan dari risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP akibat tidak tercapainya target *fuelmix*, hingga pemadaman karena defisit kapasitas pembangkit PLN.

   Mengingat dampak yang sedemikain signifikan, maka mitigasi yang harus dilakukan adalah memastikan proses pra-konstruksi dilakukan lebih awal, khususnya untuk mengantisipasi target penyelesaian proyek tahun 2019 yang sangat besar yaitu 19,2 GW.

b. **Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan.** Sebagaimana diketahui bahwa pembangunan pembangkit (PLN maupun IPP) dan jaringan transmisi dilaksanakan secara terpisah, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya, sehingga berpotensi terjadi ketidakselarasan yang berdampak pada keterlambatan pengoperasian, dampak finansial berupa pinalti take-or-pay (TOP) dari IPP, bottlenecking, peningkatan BPP, hingga pemadaman.

   Sebagai contoh adalah risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek HVDC 500 kV Sumatera-Jawa dengan proyek PLTU IPP Sumsel 8, 9 dan 10, setidaknya akan berpotensi menimbulkan pinalti (TOP) bagi PLN sebesar Rp 280 miliar per bulan. Untuk itu COD antara HVDC dan PLTU IPP mulut tambang harus sinkron.

c. **Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM** secara jangka panjang mengemuka mengingat bahwa

energi primer non-BBM, khususnya batubara dan gas adalah non-renewable (cadangan semakin menurun) dan kebutuhan untuk pembangkit listrik PLN berpotensi akan 'bersaing' dengan pasar ekspor. Dampak risiko ini diantaranya adalah meningkatnya BPP karena ketetidaktersediaan energi primer non-BBM akan disubstitusi oleh BBM.

d. **Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik melampaui proyeksi** cukup mengemuka mengingat bahwa kecepatan penyediaan infrastruktur kelistrikan menghadapi beberapa risiko yang telah dijelaskan di atas, sedangkan pertumbuhan listrik meskipun telah diproyeksikan relatif tinggi yaitu 8,4% (skenario 1) namun trend hingga 2012 menunukkan kenaikan (pertumbuhan 2012 sebesar 10,17%). Risiko ini akan berdampak pada defisit daya pebangkit yang berakibat pemadaman.

4. Aspek Operasional

a. **Risiko penurunan performance pembangkit eksisting.** Dalam periode 10 tahun ke depan risiko ini berpotensi terjadi, yang diantaranya disebabkan sebagian pembangkit eksisting PLN telah berusia tua dan performance pembangkit baru eks-FTP1 tidak mencapai bawah target yang diinginkan. Adapun dampak yang ditimbulkan antara lain defisit daya pembangkit.

b. **Risiko terjadinya bottlenecking sistem transmisi.** Risiko ini berpotensi terjadi akibat kecepatan pertambahan kapasitas jaringan transmisi tidak sejalan dengan pertumbuhan demand maupun penambahan kapasitas pembangkit. Terlebih apabila bottleneck yang telah ada saat ini tidak diatasi, maka akan memperbesar peluang terjadinya bottleneck yang lebih besar.

c. **Risiko kenaikan harga Energi Primer** baik BBM, batubara, gas dan sebagainya akan sangat berdampak pada perusahaan, terlebih apabila kenaikan harga tersebut diikuti dengan hambatan pasokan karena pengaruh permintaan pasar.

d. **Risiko lingkungan,** berupa kepatuhan terhadap ketentuan masalah lingkungan, tuntutan masyarakat terhadap isu lingkungan berupa kesehatan, limbah, polusi dan kebisingan, serta isu sosial.

e. **Risiko terjadinya bencana alam.** Risiko ini mendapatkan perhatian guna memastikan preparedness menghadapi kondisi terjadinya bencana.

8.2. PEMETAAN PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG 2015-2024

Peta risiko menunjukkan level risiko, dimana level risiko diukur berdasarkan tingkat kemungkinan terjadi (likelihood) dan skala dampak (impact) yang ditimbulkan sebagai berikut :

Skala Tingkat Kemungkinan	Skala	Skala Dampak
A Sangat Kecil	1	Tidak Signifikan
B Kecil	2	Minor
C Sedang	3	Medium
D Besar	4	Signifikan
E Sangat Besar	5	Malapetaka

Adapun kriteria umum tiap level risiko dapat dijelaskan sebagai berikut :

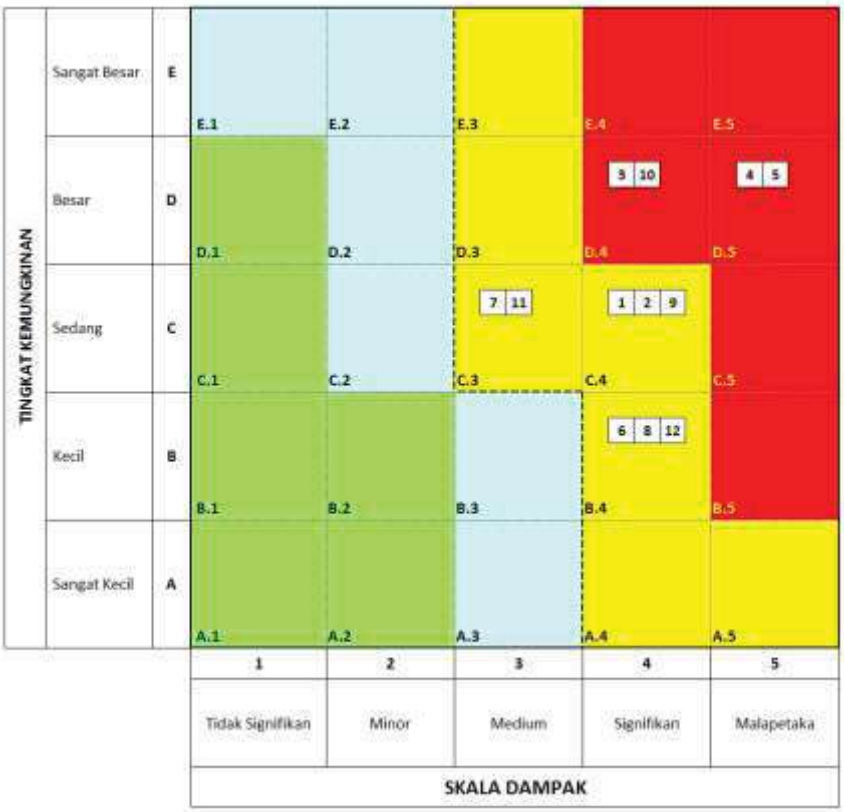
Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

Level risiko tinggi adalah risiko dinilai menghambat pencapaian sasaran, dan mekanisme kontrol yang ada belum cukup mengendalikan risiko tersebut. Diperlukan langkah penanganan (mitigasi) untuk menurunkan risiko ke sekurang-kurangnya level moderat.

Level risiko moderat adalah risiko dinilai mempunyai pengaruh terhadap sasaran, namun mekanisme kontrol yang ada efektif dapat mengendalikannya.

Level risiko rendah adalah risiko dinilai tidak terlalu berpengaruh terhadap sasaran, dan tidak diperlukan tindakan penanganan (mitigasi) tertentu, karena pengendalian sudah melekat dalam proses bisnis yang ada.

Peta profil risiko jangka panjang sebagaimana tersebut di atas dapat dilihat pada Gambar 8.1.



RISIKO EKSTREM :

3 Risiko keterbatasan kemampuan pendanaan
4 Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP
5 Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan
10 Risiko kenaikan harga Energi Primer

RISIKO TINGGI

1 Risiko perubahan tatanan / kebijakan pada sektor ketenagalistrikan
2 Risiko tidak terlaksananya rasionalisasi TTL
6 Risiko hambatan pada penyediaan dan pasokan energi primer non-BBM
7 Risiko pertumbuhan konsumsi tenaga listrik melampaui proyeksi
8 Risiko penurunan performance pembangkit eksisting
9 Risiko terjadinya bottlenecking sistem transmisi
11 Risiko lingkungan
12 Risiko terjadinya bencana alam

Gambar 8. 1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2015-2024

8.3. MITIGASI RISIKO

Pada dasarnya mitigasi risiko akan dilakukan secara konsisten dan berkesinambungan guna menurunkan level risiko secara jangka panjang.

Program mitigasi risiko selengkapnya dapat dilihat pada Lampiran D.

BAB IX

KESIMPULAN

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,8% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2013, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2024 diperkirakan akan mencapai 464 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,7% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2024 diproyeksikan akan mencapai 74,5 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2015-2024 sebesar 70,4 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 59 ribu kms, yang terdiri atas 5,8 ribu kms SUTET 500 kV AC, 1,5 ribu kms transmisi 500 kV HVDC, 8,4 ribu kms transmisi 275 kV AC, 40,4 ribu kms SUTT 150 kV, 3,2 ribu kms SUTT 70 kV. Penambahan trafo yang diperlukan adalah sebesar 145,4 ribu MVA yang terdiri atas 78,4 ribu MVA trafo 150/20 kV, 2,5 ribu MVA 70/20 kV dan 34,7 ribu MVA trafo interbus IBT 500/150 kV, 20,6 ribu MVA IBT 275/150 kV, 0,7 ribu MVA IBT 150/70 kV dan 5,0 MVA IBT 500/275 kV. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2015-2024 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 164,4 ribu kms, tegangan rendah 138,6 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 42,5 ribu MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode tahun 2015-2024 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US$ 132,2 miliar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US$ 97,0 miliar, investasi penyaluran sebesar US$ 20,6 miliar dan investasi distribusi sebesar US$ 14,5 miliar.

Dalam rangka pemenuhan kebutuhan tenaga listrik sesuai dengan RUPTL dilakukan langkah-langkah sebagai berikut:

1. Percepatan pembangunan pembangkit dan transmisi terkait dengan menggunakan teknologi yang dapat mempercepat penyediaan daya antara lain PLTGU, PLTMG dan MPP

2. Untuk melistriki daerah terluar dan sistem kecil perlu disiapkan PLTD yang berbahan bakar BBM disamping pengembangan energi terbarukan yang terdapat di lokasi setempat
3. Besarnya tambahan daya dalam periode tahun 2015-2019 adalah sebesar 35 GW, tidak termasuk pembangkit dalam tahap pembangunan sebesar 6,4 GW. Diperlukan dukungan pemerintah untuk dapat mewujudkan seluruh fasilitas tenaga tenaga listrik terutama dari sisi pendanaan, regulasi, perizinan dan pembebasan tanah.
4. Kondisi keuangan PLN perlu diperbaiki agar pelaksanaan pembangunan dapat dilaksanakan sesuai rencana.

Secara umum dapat disimpulkan bahwa pemenuhan kebutuhan tenaga listrik Indonesia memerlukan upaya bersama yang terarah dan terkoordinasi dengan baik dari berbagai pemangku kepentingan di sektor ketenagalistrikan.

DAFTAR PUSTAKA

1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014.
3. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional
4. Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014.
5. Peraturan Presiden Nomor 77 Tahun 2008 tentang Pengesahan Memorandum of Understanding on the ASEAN Power Grid (Memorandum Saling Pengertian Mengenai Jaringan Transmisi Tenaga Listrik ASEAN)
6. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 tentang Penugasan Kepada PT PLN (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 48 Tahun 2011.
7. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 02 Tahun 2010 tentang Penugasan Pemerintah Kepada PT Perusahaan listrik Negara (Persero) Untuk Mengembangkan Pembangkit Listrik Yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara Dan Gas yang selanjutnya telah dicabut dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 15 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 01 Tahun 2012, Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2013 dan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2014.
8. Anggaran Dasar PT PLN (Persero).
9. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero).

10. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011.

11. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008

12. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2010 – 2029, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2011

13. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2012 – 2031, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2012

14. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010

15. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan Load Forecasting, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012

16. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012

17. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011,* BPS, 2012

18. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia,* BPS, Februari 2013

19. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS

20. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018*, PT PLN (Persero), 2009

21. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2010 – 2019*, PT PLN (Persero), 2010

22. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2011– 2020,* PT PLN (Persero), 2011

23. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2012 – 2021*, PT PLN (Persero), 2012

24. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013– 2022*, PT PLN (Persero), 2013

25. *Draft Energy Outlook 2008*, Pusdatin Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008

26. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2013, Pusdatin Kementerian ESDM, 2013
27. *Statistik 2007*, PT PLN (Persero), 2008
28. *Statistik 2008,* PT PLN (Persero), 2009
29. *Statistik 2009,* PT PLN (Persero), 2010
30. *Statistik 2010,* PT PLN (Persero), 2011
31. *Statistik 2011,* PT PLN (Persero), 2012
32. *Statistik 2012,* PT PLN (Persero), 2013
33. *Statistik 2013,* PT PLN (Persero), 2014
34. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
35. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
36. *Statistik Indonesia,* Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
37. *Draft Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2011 – 2015,* PT PLN (Persero), 2011
38. Slide Presentasi dari Badan Geologi Kementerian ESDM Tahun 2010 mengenai Sumber Daya dan Cadangan Batubara.
39. Slide Presentasi dari Ditjen Migas berjudul Peranan Migas dalam Mendukung Ketahanan Energi, 2010
40. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia, WestJec, 2007*
41. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia, Nippon Koei, 2011*
42. Kebijakan Energi Nasional, DEN, 2014
43. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah
44. Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2012, Bappenas, Jakarta 2012
45. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Oktober 2013
46. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2013
47. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI SUMATERA

A1. PROVINSI ACEH

A2. PROVINSI SUMATERA UTARA

A3. PROVINSI RIAU

A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU

A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

A6. PROVINSI SUMATERA BARAT

A7. PROVINSI JAMBI

A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN

A9. PROVINSI BENGKULU

A10. PROVINSI LAMPUNG

LAMPIRAN A.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI ACEH

A1.1. 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 Provinsi Aceh melalui 7 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota; Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen, Pidie, Pidie Jaya, Banda Aceh dan Aceh Besar, dengan posisi pembangkit sebagian besar berada di Sumut. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.

Seluruh wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD melalui sistem kelistrikan 20 kV.

Gambar A1.1 Peta Sistem Kelistrikan & Kapasitas Pembangkit Eksisting Provinsi Aceh

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 bisa terjadi apabila ada gangguan pada jaringan transmisi atau ganggguan (atau pemeliharaan) pada unit pembangkit berkapasitas besar. Untuk mengantisipasi hal tersebut dilakukan sewa *genset* sebesar 165 MW di 8 lokasi.

Pada 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 terdapat sewa *genset* dengan kapasitas total 72 MW untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut.

Kapasitas terpasang ketujuh GI di Provinsi Aceh adalah 480 MVA, rncian kapasitas pembangkit dan GI Provinsi Aceh masing-masing seperti ditunjukkan pada Tabel A1.1 dan Tabel A1.2.

Tabel A1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
	SEKTOR LEUNG BATA					
1	PLTD Lueng Bata Total	PLTD	HSD	PLN	22	18
2	PLTD Sewa Cot Trueng (di GH Lhokseumawe)	PLTD	HSD	PLN	10	9
3	PLTD Sewa Lueng Bata (Arti Duta)	PLTD	HSD	PLN	7	7
4	PLTD Sewa Lueng Bata (Sari Alam)	PLTD	HSD	Sewa	6	5
5	PLTD Cot Trueng	PLTD	HSD	Sewa	8	3
6	PLTD Pulau Pisang	PLTD	HSD	Sewa	10	2
7	PLTD Sewa Banda Aceh (Aggreko) #1	PLTD	HSD	Sewa	30	30
8	PLTD Sewa Banda Aceh (KPT) #2	PLTD	HSD	Sewa	15	15
9	PLTD Sewa IDIE 2 (Sigli #1 (BGP))	PLTD	HSD	Sewa	10	10
10	PLTD Sewa Sigli #2 P.Pisang (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
11	PLTD Sewa Lhokseumawe #1 (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	30	30
12	PLTD Sewa Lhokseumawe #2 Cot Treung (EPJ)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
13	PLTD Sewa Langsa (SLU)	PLTD	HSD	Sewa	10	10
14	PLTD Sewa Idie (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	5	5
15	PLTD Sewa Bireun (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	30	30
16	PLTD Sewa Tualang Cut (KPT)	PLTD	HSD	Sewa	15	15
17	Nagan Raya # 1	PLTU	batubara	PLN	110	100
18	Nagan Raya # 2	PLTU	batubara	PLN	110	100
Total					448	409

Tabel A1.2Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Nama Gardu Induk	Kapasitas Trafo (MVA) #1	#2	#3	Beban Puncak (MW)	Keterangan
1	Banda Aceh				115.9	KIT-PLTD // 20
	a. Lambaro	30	30	60		KV= 57.9 MW
	b. Jantho	30				
2	Sigli				48.4	KIT-PLTD // 20
	a. Tijue	30	10	20		KV= 20 MW
4	Bireun					
	a. Juli	30	30			
3	Lhokseumawe				84.2	KIT-PLTD // 20
	a. Bayu	30	30			KV= 70 MW
	b. Panton Labu	30				
5	Langsa				51.2	KIT-PLTD // 20
	a. Alur Dua	30				KV= 15 MW
	b. Tualang Cut	10	10	10		
	c. Alur Bate, Idi	30				
6	Meulaboh				9.3	
	a. Nagan Raya	30				
Jumlah		480			309.0	

Beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Aceh yang telah mencapai sekitar 350 MW (beban puncak sistem interkoneksi sekitar 258 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 240 MW dan sistem *isolated* tersebar rata-rata 92 MW.

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI PROVINSI 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 dan Rekonstruksi Aceh-Nias pada tahun 2006 s/d 2010. Kondisi keamanan yang kian membaik setelah penandatanganan MOU Helsinki antara Pemerintah RI dan GAM pun menjadi awal penting dalam pemulihan ekonomi Aceh. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan konstribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan pada tahun 2012 tumbuh hinggga 11,1% dan tahun 2013 akan tumbuh sekitar 10%. Selain itu beban puncak sistem kelistrikan juga naik dari 343 MW pada tahun 2012 menjadi 350 MW pada tahun 2014.

Rata-rata pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir adalah 8% per tahun, dimana penjualan pada tahun 2008 sebesar 1.149,70 GWh telah meningkat menjadi 1.755 GWh pada tahun 2012.

Penjualan energi tahun 2014 adalah dari ditunjukkan pada Tabel A1.3.

Tabel A1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1.194	64%
2	Komersil	315	17%
3	Publik	287	15%
4	Industri	83	4%
	Jumlah	1.879	100%

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 diberikan pada Tabel A1.4.

Tabel A1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

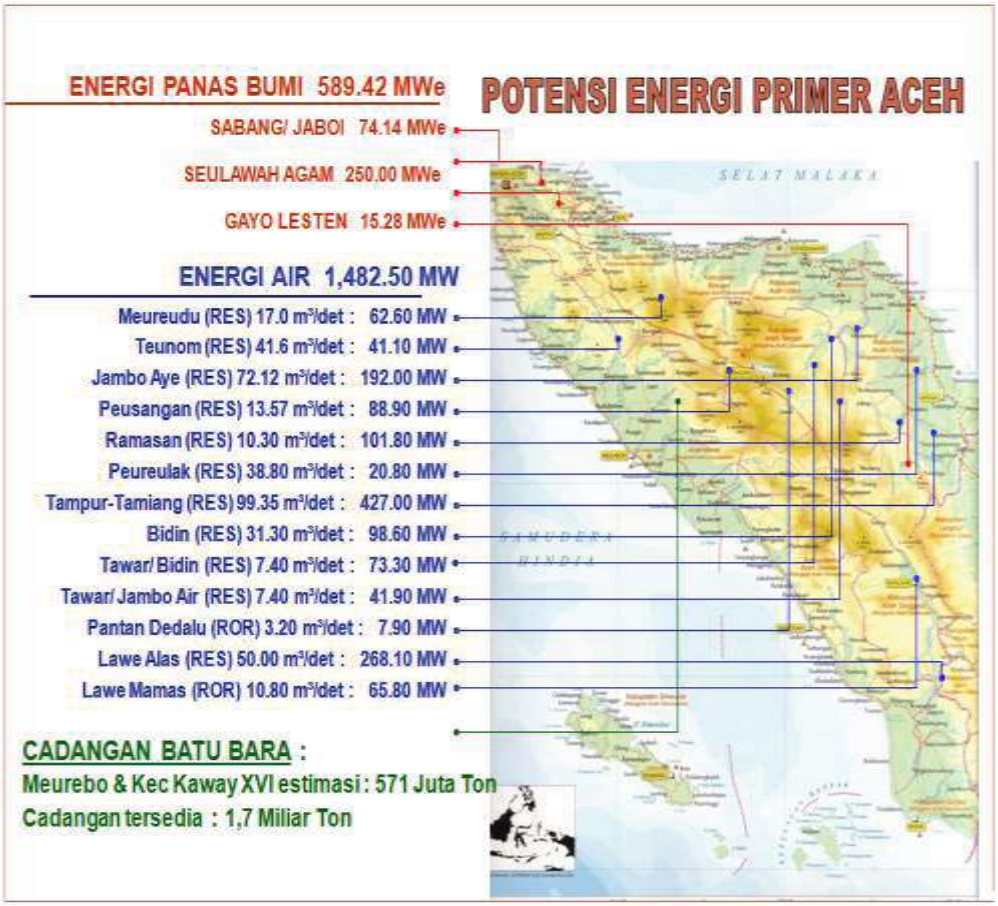
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	4,4	2.117	2.407	416	1.232.285
2016	4,6	2.291	2.602	450	1.273.924
2017	4,9	2.475	2.807	484	1.316.494
2018	5,1	2.668	3.022	521	1.359.908
2019	5,1	2.873	3.251	560	1.404.190
2020	5,0	3.092	3.495	601	1.449.348
2021	5,0	3.325	3.757	645	1.504.678
2022	5,0	3.576	4.040	693	1.539.551
2023	5,0	3.846	4.340	744	1.575.021
2024	5,0	4.138	4.665	799	1.611.148
Pertumbuhan	4,9%	7,7%	7,6%	7,5%	3,0%

A1.3. 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.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energy di Provinsi Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi 589 MW, tenaga air 1.482 MW, dan cadangan batubara 1,7 miliar ton. Peta potensi sumber energi diperlihatkan pada Gambar A1.2. Disamping itu pada tahun 2015 direncanakan PERTAMINA akan membuat FSRU LNG di daerah Arun beserta pipa gas dari Arun sampai ke Kota Medan. Gas tersebut akan digunkan untuk pembangkit-pembangkit gas di Provinsi Aceh serta di Kota Medan.



GambarA1.2. Peta Sumber Energi di Provinsi Aceh

Pengembangan Pembangkit di Provinsi Aceh

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2024 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam wilayah Provinsi Aceh dengan daya sebesar 1.952 MW dengan rincian diberikan pada Tabel A1.5.

Beroperasinya PLTU Meulaboh 2x110 MW ditahun 2014, akan sangat membantu untuk memperbaiki kehandalan sistem kelistrikan Aceh, bahkan dapat mentransfer daya ke sistem SUMUT sampai 250 MW.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Arun (*Peaker*)	PLTG/MG	PLN	200	2015
2	Sabang	PLTS	Swasta	1	2015
3	Sinabang	PLTS	Swasta	2	2015
4	Singkil	PLTS	Swasta	1	2015
5	Bidin 1	PLTM	Swasta	6.6	2017

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
6	Kerpap	PLTM	Swasta	2.19	2017
7	Ketol A	PLTM	Swasta	9.9	2017
8	Kr Isep	PLTM	Swasta	10	2017
9	Lawe Gurah	PLTM	Swasta	5	2017
10	Lawe Mamas	PLTM	Swasta	7	2017
11	Lawe Sikap	PLTM	Swasta	7	2017
12	Sabang	PLTMG	PLN	4	2017
13	Sabulussalam	PLTM	Swasta	7	2017
14	Sumbagut-2 *Peaker*	PLTGU/MGU	PLN	250	2017
15	Tembolon	PLTM	Swasta	3.1	2017
16	Lumut	PLTM	Swasta	10	2018
17	Peusangan 1-2	PLTA	PLN	88	2018
18	Sinabang	PLTU	Swasta	2x7	2018-2020
19	Redelong	PLTA	Swasta	18	2019
20	Jaboi (FTP2)	PLTP	Swasta	2x5	2019-2020
21	Meulaboh (Nagan Raya) #3.4	PLTU	PLN	2x200	2019-2020
22	Sumbagut-3 *Peaker*	PLTA	Swasta	250	2020
23	Meurebo-2	PLTA	Swasta	59	2020
24	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA	Swasta	83	2022
25	Jambu Aye	PLTA	*Unallocated*	160	2024
26	Lawe Alas	PLTA	*Unallocated*	151	2024
27	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP	Swasta	2x55	2024
28	Tampur-1	PLTA	*Unallocated*	428	2024
	Total Aceh			**1.952**	

Saat pembangkit besar lainya yang sedang dibangun adalah PLTMG Arun *peaker* dengan kapasitas 200 MW, menggunakan bahan bakar Gas yang berasal dari FSRU Arun. Selain itu juga direncanakan di sistem Sabang, akan ditambah PLTMG *dual fuel* dengan kapasitas 4 MW.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik baik di sistem interkoneksi akan dibangun PLTU Meulaboh #3 dan #4 (400 MW) dan untuk sistem *isolated* direncanakan dibangun beberapa pembangkit PLTMH.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan GI baru dan kapasitas penambahan trafo (*extension*) sampai dengan tahun 2024 berjumlah 1.380 MVA untuk GI 150 kV dan 4.000 MVA untuk GITET (275 dan 500kV) seperti yang ditunjukan pada tabel A1.6 dan A1.7.

Tabel A1.6. Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kapasitas (MVA/Bay)	COD
1	Arun/Cot Trueng	150/20 kV	*New*	60	2015
2	Banda Aceh/ Lambaroe	150/20 kV	*Extension*	60	2015
3	Blang Pidie	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
4	Blang Pidie	150/20 kV	*New*	30	2015
5	Kuta Cane	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Lhokseumawe	150/20 kV	*Extension*	30	2015
7	Meulaboh	150/20 kV	*Extension*	30	2015
8	Meulaboh	150/20 kV	*New*	30	2015
9	Nagan Raya	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
10	Nagan Raya	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
11	Subulussalam	150/20 kV	*New*	30	2015
12	Tualang Cut	150/20 kV	*Extension*	30	2015
13	Alue Batee/Idie	150/20 kV	*Uprate*	40	2016
14	Bireun	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
15	PLTU Nagan Raya	150/20 kV	*Extension*	60	2016
16	Takengon	150/20 kV	*New*	60	2016
17	Banda Aceh	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
18	Bireun	150/20 kV	*Extension*	60	2017
19	Blang Kjeren	150/20 kV	*New*	30	2017
20	Krueng Raya	150/20 kV	*New*	30	2017
21	Samalanga	150/20 kV	*New*	30	2017
22	Takengon	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
23	Tapak Tuan	150/20 kV	*New*	30	2017
24	Tualang Cut	150/20 kV	*Uprate*	50	2017
25	Ulee Kareng	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
26	Ulee Kareng	150/20 kV	*New*	120	2017
27	Calang	150/20 kV	*New*	30	2018
28	Meulaboh	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
29	Singkil	150/20 kV	*New*	30	2018
30	Subulussalam	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
31	Banda Aceh	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
32	Calang	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
33	Lampisang	150/20 kV	*New*	60	2019
34	Ulee Kareng	150/20 kV	*Extension*	60	2019

No	Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kapasitas (MVA/Bay)	COD
35	Langsa	150/20 kV	*Extension*	60	2020
36	Meulaboh	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2020
37	Banda Aceh/ Lambaroe	150/20 kV	*Extension*	60	2021
38	Alue Batee/Idie	150/20 kV	*Extension*	60	2022
39	Jantho	150/20 kV	*Extension*	60	2022
40	Banda Aceh/ Lambaroe	150/20 kV	*Uprate*	60	2023
42	Panton Labu	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2024
Jumlah				**1.380**	

Tabel A1.7. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kapasitas (MVA)	COD
1	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	*New*	500	2017
2	Bireun	275/150 kV	*New*	500	2017
3	Langsa	275/150 kV	*New*	500	2018
4	Ulee Kareng	275/150 kV	*New*	500	2018
5	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	275/150 kV	*Extension*	500	2019
6	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	275/150 kV	*New*	500	2019
7	Aceh 1	500/275 kV	*New*	1.000	2020
Jumlah				**4.000**	

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi sampai dengan tahun 2024 adalah 2.854 kms untuk sistem SUTT 150 kV dan 1.616 kms untuk sistem SUTET (275 dan 500 kV) seperti yang ditampilkan dalam Tabel A1.8 dan Tabel A1.9.

Tabel A1.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor		kms	COD
1	Brastagi	Kutacane	150 kV	2	cct. 1 Hawk	290	2015
2	Cot Trueng (Arun)	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	4	cct. 2 Hawk	17	2015
3	Langsa	Tualang Cut	150 kV	1	2nd cct. 1 Hawk	24	2015
4	Meulaboh	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	150 kV	2	cct. 2 Hawk	60	2015
5	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	Blang Pidie	150 kV	2	cct. 2 Hawk	190	2015
6	Sidikalang	Subulussalam	150 kV	2	cct. 1 Hawk	111	2015
7	Bireun	PLTA Peusangan-1	150 kV	2	cct. 2 Hawk	126	2016
8	Bireun (*Uprate*)	Lhokseumwe (*Uprate*)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	123	2016
9	Idie (*Uprate*)	Langsa (*Uprate*)	150 kV	1	cct. HTLS 310 mm2	47	2016
10	Lhokseumawe (*Uprate*)	Idie (*Uprate*)	150 kV	1	cct. HTLS 310 mm2	82	2016
11	Lhokseumawe (*Uprate*)	Langsa (*Uprate*)	150 kV	1	cct. HTLS 310 mm2	129	2016
12	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2	cct. 2 Hawk	14	2016
13	PLTA Peusangan-1	Takengon	150 kV	2	cct. 2 Hawk	22	2016
14	Blang Pidie	Aek Kanopan	150 kV	2	cct. 2 Hawk	130	2017
15	Krueng Raya	Ulee Kareng	150 kV	2	cct. 2 Zebra	60	2017
16	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150 kV	2	cct. 1 Hawk	4	2017
17	Takengon	Blang Kjeren	150 kV	2	cct. 2 Hawk	174	2017
18	Ulee Kareng	Banda Aceh	150 kV	2	cct. 2 Zebra	40	2017
19	Calang	Meulaboh	150 kV	2	cct. 2 Hawk	160	2018

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
20	Subulussalam	Singkil	150 kV	2 cct. 1 Hawk	120	2018
21	Banda Aceh	Lam Pisang	150 kV	2 cct. 2 Hawk	30	2019
22	Calang	Lampisang	150 kV	2 cct. 1 Hawk	198	2019
23	Meulaboh	PLTA Meurebo	150 kV	2 cct. 2 Hawk	20	2020
24	Takengon	PLTA Peusangan-4	150 kV	2 cct. 1 Hawk	40	2021
25	Panton Labu	Jambu Aye	150 kV	2 cct. 2 Hawk	116	2023
26	Tapak Tuan	Sabulusallam	150 kV	2 cct. 2 Hawk	220	2023
27	Blangkjeren	Kutacane	150 kV	2 cct. 2 Hawk	90	2024
28	Blangkjeren	Blangpidie	150 kV	2 cct. 1 Hawk	144	2024
29	Lawe Alas	2 Pi Inc. (Brastagi-Kuta Cane)	150 kV	2 cct. 2 Hawk	40	2024
30	PLTP Seulawah	2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	4 cct. 1 Hawk	32	2024
	Jumlah				**2.854**	

Tabel A1.9. Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Arun	Pangkalan Susu	275 kV	2 cct. 2 Zebra	194	2018
2	Pangkalan Susu	Arun	275 kV	2 cct. 2 Zebra	360	2018
3	Sigli	Arun	275 kV	2 cct. 2 Zebra	322	2018
4	Sigli	Ulee Kareng	275 kV	2 cct. 2 Zebra	130	2018
5	Sumut 4	Aceh 1	500 kV	2 cct. 4 Zebra	160	2020
6	Langsa	Inc. 2 Pi (Idie-Pangkalan Susu)	275 kV	2 cct. 2 Zebra	10	2024
7	Langsa (*Uprate*)	Pangakalan Susu (*Uprate*)	275 kV	2 cct. 2 Zebra	360	2024
8	Tampur	Langsa	275 kV	2 cct. 4 Zebra	80	2024
	Jumlah				**1.616**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik pada butir A1.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 431 ribu pelanggan atau rata-rata 43,1% pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah sekitar 3.438 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 3.202 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 408 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A1.10.

Tabel A1.10. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	392,6	444,3	56,7	59.807
2016	341,6	309,4	39,4	41.639
2017	349,3	316,3	40,3	42.571
2018	356,2	322,5	41,1	43.414
2019	363,3	329,0	41,9	44.283
2020	370,5	335,5	42,8	45.157
2021	307,6	278,6	35,5	37.493
2022	313,0	283,5	36,1	38.153
2023	318,9	288,7	36,8	38.864
2024	325,2	294,4	37,5	39.631
2015 s/d 2024	3.438,3	3.202,2	408,3	431.012

A1.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam Tabel A1.11.

Tabel A1.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	2.117	2.407	416	94	330	692	268
2016	2.291	2.602	450	0	160	544	107
2017	2.475	2.807	484	312	350	408	506
2018	2.668	3.022	521	105	60	1.286	471
2019	2.873	3.251	560	245	120	228	415
2020	3.092	3.495	601	264	60	180	541
2021	3.325	3.757	645	0	60	40	50
2022	3.576	4.040	693	83	120	-	179
2023	3.846	4.340	744	0	60	336	82
2024	4.138	4.665	799	849	60	756	1.548
Pertumbuhan/ Jumlah	7,7%	7,6%	7.5%	1.952	1.380	4.470	4.166

LAMPIRAN A.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA UTARA

A2.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Sumatera Utara dipasok dengan menggunakan sistem transmisi 150 kV dan transmisi 275 kV (tidak termasuk Pulau Nias / Gunung Sitoli, Teluk Dalam, Pulau Tello, dan Pulau Sembilan yang masih beroperasi secara *isolated*). Saat ini beban puncak sekitar 1.450MW yang dipasok oleh Sektor Pembangkitan Belawan, Sektor Pembangkitan Medan, Sektor Pembangkitan Pandan, dan Sektor Pembangkitan Labuhan Angin. Selain itu juga saat ini PLN melakukan *swap energy* dengan PT.Inalum, serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Pada kondisi tertentu (saat PLTU Nagan Raya #1 operasi penuh), bahkan dapat dibantu transfer daya dari subsistem Aceh ke Subsistem Sumut.

Disamping pusat-pusat pembangkit di atas, terdapat pula beberapa PLTMH (PLN), PLTM (IPP), PLTP (IPP) yang memasok listrik langsung ke sistem distribusi (20kV).

Kota Medan merupakan pusat beban terbesar di Sumatera (hampir 60% dari seluruh *demand* di provinsi ini) dengan tingkat pertumbuhan beban yang cukup tinggi. Kondisi sitem kelistrian SUMUT saat ini sedang mengalami defisit daya yang diakibatkan tidak seimbangnya penambahan pembangkit, pertumbuhan beban, serta *deratting* pembangkit, sehingga berdampak pada terjadinya pemadaman bergilir. Untuk menanggulangi dampak dari defisit daya tersebut, maka PLN Wilayah Sumatera Utara saat ini melakukan *demand side management* dengan cara mengurangi laju pertumbuhan beban (membuat kuota/pembatasan jumlah sambungan baru).

Selain masalah defisit daya pada beberapa daerah di wilayah SUMUT, juga masih terdapat permasalahan rendahnya kualitas tegangan (tegangan *drop*). Rendahnya kualitas tegangan tersebut adalah dampak dari jaringan tegangan menengah (TM) yang menyuplai daerah tersebut terlalu panjang dengan beban di ujung saluran yang cukup besar. Situasi ini dapat teratasi dengan pembangunan GI 150kV baru yang telah direncanakan pada RUPTL ini.

Peta rencana sistem kelistrikan sistem Sumatera Utara dapat dilihat pada Gambar A2.1.

Gambar A2.1. Peta Kelistrikan Sumatera Utara

Penjualan tenaga listrik di provinsi Sumatera Utara mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan ekonominya. Secara lebih rinci, kapasitas pembangkit dapat dilihat pada Tabel A2.1.

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I	***SEKTOR BELAWAN***				1.527,3	1.092,4
1	PLTU Belawan #1	PLTU	HSD	PLN	65,0	40,0
2	PLTU Belawan #2	PLTU	HSD	PLN	65,0	32,5
3	PLTU Belawan #3	PLTU	HSD	PLN	65,0	33,5
4	PLTU Belawan #4	PLTU	HSD	PLN	65,0	44,4
5	PLTGU Belawan GT 1.1	PLTGU	HSD	PLN	117,0	81,0
6	PLTGU Belawan GT 1.2	PLTGU	HSD	PLN	128,8	81,0
7	PLTGU Belawan ST 1.0	PLTGU	HSD	PLN	149,0	50,0
8	PLTGU Belawan GT 2.1	PLTGU	HSD	PLN	130,0	118,0
9	PLTGU Belawan GT 2.2	PLTGU	HSD	PLN	130,0	100,0
10	PLTGU Belawan ST 2.0	PLTGU	HSD	PLN	162,5	112,0
11	PLTG Belawan (TTF)	PLTG	HSD	PLN	120,0	70,0
12	PLTMG Belawan	PLTG	HSD	Sewa	40,0	40,0
13	PLTD Sewa Belawan MFO	PLTD	MFO	Sewa	120,0	120,0
14	PLTD Sewa Tersebar 150 MW (BIO FUEL)	PLTD	HSD	Sewa	150,0	150,0
15	PLTD Sewa Glugur 20 MW	PLTD	HSD	Sewa	20,0	20,0
II	***SEKTOR MEDAN***				225,8	192,2
1	PLTG Glugur (TTF)	PLTG	HSD	PLN	11,9	11,0
2	PLTG Paya Pasir #7 (TTF)	PLTG	HSD	PLN	34,1	34,0
3	PLTD Titi Kuning #1	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
4	PLTD Titi Kuning #2	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,0
5	PLTD Titi Kuning #3	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
6	PLTD Titi Kuning #4	PLTD	HSD	PLN	4,1	3,0
7	PLTD Titi Kuning #5	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,5
8	PLTD Titi Kuning #6	PLTD	HSD	PLN	4,1	2,7
9	PLTD Sewa Paya Pasir (Arti Duta)	PLTD	HSD	Sewa	30,0	11,0
10	PLTD Sewa Paya Pasir #2 (BGP)	PLTD	HSD	Sewa	40,0	40,0
11	PLTD Sewa Paya Pasir #3 (BUGARAWA)	PLTD	HSD	Sewa	20,0	16,0
12	PLTD Sewa Belawan (AKE)	PLTD	HSD	Sewa	65,0	65,0

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
III	***SEKTOR PANDAN***				139,6	125,0
1	PLTMH Total	PLTA	Air	PLN	7,6	5,0
2	PLTA Sipansihaporas #1	PLTA	Air	PLN	33,0	33,0
3	PLTA Sipansihaporas #2	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
4	PLTA Lau Renun #1	PLTA	Air	PLN	41,0	30,0
5	PLTA Lau Renun #2	PLTA	Air	PLN	41,0	40,0
IV	***SEKTOR LABUHAN ANGIN***				230,0	120,0
1	LABUHAN ANGIN # 1	PLTU	Batubara	PLN	115,0	50,0
2	LABUHAN ANGIN # 2	PLTU	Batubara	PLN	115,0	70,0
V	***IPP***				180,0	170,0
1	Asahan I.1	PLTA	Air	IPP	90,0	85,0
2	Asahan I.2	PLTA	Air	IPP	90,0	85,0
VI	***Sewa Wilayah. Zero Balance Inalum dan Excess Power***				184.5	172.8
1	INALUM	PLTA	Air	Swasta	90,0	90,0
2	PLTP SIBAYAK	PLTP	GEO	Swasta	10,0	3,0
3	PLTMH Parlilitan	PLTA	Air	Swasta	7,5	8,0
4	PLTMH Sei Silau 2	PLTA	Air	Swasta	8,0	8,8
5	PLTMH Parluasan	PLTA	Air	Swasta	5,0	5,0
6	PLTMH Hutaraja	PLTA	Air	Swasta	5,0	5,0
7	PLTMH KARAI 13	PLTA	Air	Swasta	5,0	5,0
8	PT GSI-1 (Excess Power)	PLTD	HSD	Swasta	6,0	-
9	PT GSI-2 (Excess Power)	PLTD	HSD	Swasta	9,0	9,0
10	PT Pertumbuhan Asia (Excess Power) #1	PLTD	HSD	Swasta	10,0	10,0
11	PT Pertumbuhan Asia (Excess Power) #2	PLTD	HSD	Swasta	10,0	10,0
12	PT Inalum Porsea (Excess Power 2 MW)	PLTD	HSD	Swasta	2,0	2,0
13	PT Nubika (Excess Power GI R. Prapat)	PLTD	HSD	Swasta	6,0	6,0
14	PT Victorindo (Excess Power GI Sidempuan)	PLTD	HSD	Swasta	5,0	5,0
15	PT Harkat Sejahtera (GI P.SIANTAR)	PLTD	HSD	Swasta	1,0	1,0
16	PTPN III Sei Mangkai (GI KISARAN)	PLTD	HSD	Swasta	3,0	3,0
17	PT Evergreen (Excess Power GI T. Morawa)	PLTD	HSD	Swasta	2,0	2,0
					2.487,2	1.872,4

Kapasitas pembangkit PLTD *isolated* yang beroperasi di Pulau Nias yaitu PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam, ditunjukkan pada Tabel A2.2.

Tabel A2.2. Pembangkit Sistem Nias

No	Lokasi PLTD	Daya	
		Terpasang (kW)	Mampu (kW)
1	Gunung Sitoli		
	- PLTD PLN	4.320	2.150
	- PLTD Sewa	19.600	19.190
	- PLTD Sewa	9.720	4.150
	Total PLTD Gunung Sitoli	33.640	25.490
2	Teluk Dalam		
	- PLTD PLN	3.380	2.050
	- PLTD Sewa	5.225	3.000
	Total PLTD Teluk Dalam	8.605	5.050
3	Pulau Tello		
	- PLTD PLN	800	500
	Total PLTD Pulau Tello	300	290
	Total PLTD Cabang Nias	42.545	30.830

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari penjualan tenaga listrik PLN pada lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa mendatang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 diberikan pada Tabel A2.3.

Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	9.293	10.244	1.886	231	1.700	1.154	659
2016	10.374	11.426	2.054	441	840	976	587
2017	11.597	12.754	2.189	272	1.140	395	809
2018	13.002	14.283	2.398	970	880	596	1.681
2019	14.623	16.046	2.636	914	310	226	1.149
2020	16.445	18.031	2.899	100	840	890	663
2021	18.674	20.465	3.222	250	240	162	606
2022	21.321	23.351	3.602	688	480	44	1.135
2023	24.436	26.746	4.125	910	680	150	1.514
2024	28.090	30.728	4.676	410	700	-	711
Pertumbuhan/ Jumlah	13,1%	13,0%	10,6%	5.186	7.810	4.592	9.515

A2.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi proyeksi kebutuhan tenaga listrik tersebut pada butir A2.2. diperlukan pembangunan sarana pembangkit dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat, transmisi, gardu induk, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi yang cukup besar yang tersedia di Sumatera Utara adalah tenaga air dan panas bumi. Namun provinsi ini tidak mempunyai potensi batubara sedangkan sumber gas alam telah mengalami penurunan. Potensi tambahan tenaga air Provinsi Sumatera diluar *Study Masterplan Of Hydro Power Development* antara lain seperti pada tabel A2.4.b. dengan total sekitar 435 MW.

Berdasarkan *Master Plan Study for Power Development in the Republic of Indonesia* oleh West JEC/Direktorat Jendral Minerbapabum tahun 2007, potensi panas bumi yang terdapat di Provinsi Sumatera Utara adalah seperti ditunjukkan pada Tabel A2.4.

Tabel A2.4.a Daftar Potensi Panas Bumi

Lokasi Panas Bumi	Keterangan	Potensi (MW)	Dibatasi Oleh	
			Taman Nasional (MW)	Demand (MW)
Sarulla & Sibual Buali	Existing / Expansion	660	630	630
Sibayak/Lau Debuk-Debuk	Existing / Expansion	160	40	40
Sorik Merapi	High Possibility	500	100	100
Sipaholon	Low Possibility	50	50	50
G. Sinabung	Tidak cukup data	-	-	-
Pusuk Bukit	Tidak cukup data	-	-	-
Simbolon	Tidak cukup data	-	-	-

Tabel A2.4.b Daftar Potensi PLTA

Nama PLTA	Nama Sungai	Lokasi	Kapasitas (MW)
Siborpa	Aek Bilah	Kab. Tapanuli Selatan	120
Toru	Batang Toru	Kab. Tapanuli Utara	155
Munthe	Lau Biang	Kab. Karo	46
Mandoge	Sei Silau	Kab. Asahan	30
Pahae Julu	Batang Toru	Kab. Tapanuli Utara	18
Paiasa	Piasa	Kab. Asahan	16

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2024 diperlukan rencana penambahan pembangkit sebagaimana diperlihatkan padaTabel A2.5.

Tabel A2.5 Pengembangan Pembangkit

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Pangkalan Susu #2 (FTP1)	PLTU	PLN	440	2015
2	PLTMH Tersebar Sumut	PLTM	Swasta	10.9	2015
3	*Truck Mounted Sumut*	PLTG/MG	PLN	100	2016
4	*Barge Mounted Sumut*	PLTG/MG	PLN	250	2016
5	Mobile PP Nias	PLTG/MG	PLN	25	2016
6	Nias (FTP2)	PLTU	PLN	7	2016
7	Wampu (FTP2)	PLTA	Swasta	45	2016
8	PLTMH Tersebar Sumut	PLTM	Swasta	63	2017
9	PLTMH Tersebar Sumut	PLTM	Swasta	98.7	2017
10	Sarulla I (FTP2)	PLTP	Swasta	3 x 110	2017-2018
11	Pangkalan Susu #4 (FTP2)	PLTU	PLN	200	2018
12	Sumbagut-1 *Peaker*	PLTGU/MGU	PLN	250	2018
13	Sumut-1	PLTU	Swasta	300	2018
14	Asahan III (FTP2)	PLTA	PLN	174	2019
15	Hasang (FTP2)	PLTA	Swasta	40	2019
16	Pangkalan Susu #3 (FTP2)	PLTU	PLN	200	2019
17	Sumbagut-3 *Peaker*	PLTGU/MGU	PLN	250	2019
18	Sumbagut-4 *Peaker*	PLTGU/MGU	PLN	250	2019
19	Nias	PLTMG	PLN	20	2020
20	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	Swasta	240	2020-2021
21	Simonggo-2	PLTA	PLN	90	2021
22	Batang Toru (Tapsel)	PLTA	Swasta	4 x 125	2022
23	Kumbih-3	PLTA	PLN	48	2022
24	Sibundong-4	PLTA	Swasta	120	2022
25	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP	Swasta	20	2022
26	Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP	Swasta	2 x 55	2023

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
27	Sumatera Pump Storage-1	PLTA	PLN	500	2023
28	Sumut-2	PLTU	Swasta	2 x 300	2023 -2024
29	Sarulla II (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2024
30	Sumatera Pump Storage-2	PLTA	PLN	500	2024
	SUMUT Total			**5.906**	

Pengembangan Transmisi

Dalam waktu dekat sistem Sumatera akan mengoperasikan transmisi 275 kV sebagai tulang punggung sistem interkoneksi Sumatera[1]. Transmisi 275 kV ini dapat menyalurkan energi listrik antar provinsi di Sumatera yang dihasilkan oleh pembangkit-pembangkit utama seperti PLTU batubara, PLTP dan PLTA skala besar. Disamping itu direncanakan pula pengembangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sebagai tulang punggung utama system interkoneksi Sumatera yang akan memasok energi listrik dalam jumlah yang besar dari Sumatera bagian Selatan yang kaya akan sumber energi (khususnya batu bara) ke Sumatera bagian Utara yang merupakan pusat beban terbesar di Sumatera. Transmisi 150 kV yang merupakan jaringan regional juga dikembangkan untuk menyalurkan tenaga listrik dalam kawasan yang lebih terbatas.

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 4.592 kms guna mendukung program penyaluran dan target yang telah ditetapkan. yaitu untukmengatasi *bottleneck* penyaluran daya, mengevakuasi daya dari pusat pembangkit, mendapatkan tegangan pelayanan yang baik dengan membatasi panjang JTM, menurunkan losses transmisi dan distribusi, serta meningkatkan keandalan sistem tenaga listrik.

Rencana pembangunan transmisi di Provinsi Sumut diberikan pada Tabel A2.6 dan Tabel A2.7.

[1]Di Sumatera juga direncanakan pembangunan transmisi 500 kV sebagai tulang punggung sistem kelistrikan Sumatera pada koridor timur. Transmisi 500 kV tersebut direncanakan masuk Sumatera Utara setelah tahun 2020.

Tabel A2.6. Rencana Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Galang	Binjai	275 kV	2 cct. 2 Zebra	160	2015
2	Padang Sidempuan	Sarulla	275 kV	2 cct. 2 Zebra	138	2015
3	Sarulla	Simangkok	275 kV	2 cct. 2 Zebra	194	2015
4	Simangkok	Galang	275 kV	2 cct. 2 Zebra	318	2015
5	Pangkalan Susu	Langsa	275 kV	2 cct. 4 Zebra	40	2018
6	Rantau prapat	Sarulla	275 kV	2 cct. 2 Zebra	220	2018
7	Sumut 2	Sumut 1	500 kV	2 cct. 4 Zebra	540	2020
8	Sumut 2	Sumut 3	500 kV	2 cct. 4 Zebra	160	2020
9	Sumut 3	Sumut 4	500 kV	2 cct. 4 Zebra	140	2020
10	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275 kV	2 cct. 2 Zebra	40	2022
11	Sumut 3	PLTA Pump Storage	500 kV	2 cct. 4 Zebra	100	2023
	Jumlah				**2.050**	

Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Binjai	Payageli (*Uprate*)	150 kV	2 cct. HTLS 310 mm2	28	2015
2	Dolok Sanggul	Inc. 1 Pi (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	76	2015
3	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct. 2 Zebra	80	2015
4	Galang	Tanjung Morawa	150 kV	2 cct. 2 Zebra	20	2015
5	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct. 1 Hawk	80	2015
6	Sidikalang	Dairi Prima Mineral	150 kV	2 cct. 1 Hawk	60	2015
7	Dairi	Inc. 1 Pi (Sidikalang-Sabullusalam)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	10	2016
8	Galang	Negeri Dolok	150 kV	2 cct. 1 Hawk	66	2016
9	Padang Sidempuan	*New* Padangsidempuan	150 kV	2 cct. 2 Zebra	4	2016
10	Padang Sidempuan	Penyabungan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	140	2016
11	Perbaungan	Tebing Tinggi (*Uprate*)	150 kV	1 cct. HTLS 310 mm2	43	2016
12	Perdagangan	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	4 cct. 2Hawk	80	2016
13	PLTU Nias	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct. 1 Hawk	20	2016
14	Seirotan	Perbaungan (*Uprate*)	150 kV	1 cct. HTLS 310 mm2	43	2016
15	Sibuhuan	Gunung Tua	150 kV	2 cct. 2 Hawk	180	2016
16	Sidikalang	Salak	150 kV	2 cct. 1 Hawk	60	2016
17	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	30	2016
18	Tebing Tinggi	Seirotan (*Uprate*)	150 kV	1 cct. HTLS 310 mm2	54	2016
19	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	26	2016
20	Teluk Dalam	PLTU Nias	70 kV	2 cct. 1 Hawk	220	2016
21	Denai	Pancing	150 kV	2 cct. 2 Hawk	24	2017
22	GIS Listrik	GIS Glugur	150 kV	2 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2017
23	GIS Mabar	KIM	150 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	0	2017
24	Helvetia	Inc. 2 Pi (Glugur-Py. Geli)	150 kV	2 cct. 1 ACSR 300 mm2	1	2017
25	KIM 2	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150 kV	4 cct. 2 ACSR 400 mm2	4	2017

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor		kms	COD
26	Pancing	KIM I	150 kV	2	cct. 2 ACSR 400 mm2	20	2017
27	Pangkalan Brandan	Binjai (*Uprate*)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	102	2017
28	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150 kV	2	cct. 1 Hawk	30	2017
29	Perbaungan	Kuala Namu	150 kV	2	cct. 1 Hawk	20	2017
30	PLTP Sarulla I	Sarulla	150 kV	2	cct. 2 Hawk	20	2017
31	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150 kV	2	cct. 2 Hawk	130	2017
32	Selayang	Inc. 2 Pi (Py Geli - Namurambe)	150 kV	4	cct. ACSR 300 mm2	4	2017
33	Tanjung Balai	Kisaran	150 kV	2	cct. 1 Hawk	30	2017
34	GI/GIS Batu gingging	GIS Listrik	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2018
35	GI/GIS Batu gingging	Paya Geli	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2018
36	GIS Listrik	inc (Sei Kera-Teladan	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	6	2018
37	Kuala	Binjai	150 kV	2	cct. 2 Hawk	18	2018
38	Mabar	Listrik	150 kV	1	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	6	2018
39	Natal	Panyabungan	150 kV	2	cct. 2 Hawk	100	2018
40	Pakkat	Dolok Sanggul	150 kV	2	cct. 1 Hawk	70	2018
41	Pangkalan Susu	Pangkalan Brandan	150 kV	2	cct. 2 Zebra	22	2018
42	Parlilitan	Dolok Sanggul	150 kV	2	cct. 1 Hawk	50	2018
43	Payapasir	KIM	150 kV	1	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2018
44	Sei kera	Inc. 1 Pi (Denai-Pancing)	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1200 mm2	12	2018
45	Teladan	Sei Kera	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	12	2018
46	Titi Kuning	Teladan	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2018
47	PLTA Hasang	Aek Kanopan	150 kV	2	cct. 1 Hawk	50	2019
48	Sibuhuan	Pasir Pangarayan	150 kV	2	cct. 2 Hawk	154	2019
49	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150 kV	2	cct. 2 Hawk	22	2019
50	Galang	Titi Kuning	150 kV	2	cct. 2 Zebra	30	2020
51	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Inc. 2 Pi (Panyabungan-Natal)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	20	2020
52	Panyabungan (*Uprate*)	Padang Sidempuan (Up Rate)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	140	2021
53	PLTP Sipoholon Ria-Ria	Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2	cct. 1 Hawk	4	2021
54	Simonggo	Parlilitan	150 kV	2	cct. 1 Hawk	22	2021
55	PLTP Simbolon Samosir	Inc. 2 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2	cct. 1 Hawk	50	2022
	Jumlah					**2.542**	

Pembangunan Gardu Induk

Pembangunan gardu induk di Wilayah Sumatera Utara dimaksudkan untuk melayani pertumbuhan beban, meningkatkan keandalan pasokan, memperbaiki mutu tegangan, mengantisipasi masuknya beberapa pembangkit dalam beberapa tahun kedepan dan perbaikan tegangan yang sangat rendah karena jarak gardu induk yang terlalu jauh dari konsumen. Rencana pembangunan Gardu Induk dapat dilihat pada Tabel A2.8 berikut.

Tabel A2.8. Pengembangan Gardu Induk

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Brastagi	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
2	Brastagi	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
3	Dolok sanggul	150/20 kV	*New*	30	2015
4	Galang	150/20 kV	*New*	30	2015
5	GIS Listrik	150/20 kV	*Extension*	60	2015
6	Kota Pinang	150/20 kV	*Extension*	60	2015
7	Kualanamu	150/20 kV	*Extension*	60	2015
8	Namurambe	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
9	Padang Sidempuan	150/20 kV	*Extension*	60	2015
10	Pangkalan Brandan	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
11	Payageli	150/20 kV	*Extension*	60	2015
12	Sidikalang	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
13	Tanjung Morawa	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
14	Titi Kuning	150/20 kV	*Extension*	60	2015
15	Aek Kanopan	150/20 kV	*Extension*	60	2016
16	Dairi	150/20 kV	*New*	30	2016
17	Denai	150/20 kV	*Extension*	60	2016
18	Galang	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
19	Glugur	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
20	Gunung Tua	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
21	Negeri Dolok	150/20 kV	*New*	30	2016
22	*New* Padang Sidempuan	150/20 kV	*New*	30	2016
23	Padang Sidempuan	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
24	Padang Sidempuan	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
25	Pangururan	150/20 kV	*New*	30	2016
26	Perdagangan	150/20 kV	*New*	120	2016
27	Perdagangan	150/20 kV	*New*	Kapasitor	2016
28	Rantau Prapat	150/20 kV	*Extension*	60	2016
29	Salak	150/20 kV	*New*	60	2016
30	Sarulla	150/20 kV	*New*	30	2016
31	Sibuhuan	150/20 kV	*New*	60	2016
32	Sidikalang	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
33	Sidikalang	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
34	Tanah Jawa	150/20 kV	*New*	30	2016
35	Tanjung Pura	150/20 kV	*Extension*	60	2016
36	Tanjung Pura	150/20 kV	*New*	60	2016
37	Tebing Tinggi	150/20 kV	*Extension*	60	2016
38	Tele	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
39	Denai	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
40	GIS Listrik	150 kV	*Extension*	1 LB	2017
41	Gunung Para	150/20 kV	*Extension*	30	2017
42	Helvetia	150/20 kV	*New*	160	2017
43	KIM 2	150/20 kV	*New*	80	2017
44	KIM II	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
45	Kisaran	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
46	Kuala Tanjung	150/20 kV	*Extension*	80	2017
47	Labuhan Bilik	150/20 kV	*New*	60	2017
48	Namurambe	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
49	Pancing	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
50	Pancing	150/20 kV	*New*	120	2017
51	Pangkalan Brandan	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
52	Panyabungan	150/20 kV	*New*	30	2017
53	Payegeli	150 kV	*Extension*	1 LB	2017
54	Pematang Siantar	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
55	Rantau Prapat	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
56	Sei Rotan	150/20 kV	*Uprate*	50	2017
57	Selayang	150/20 kV	*New*	160	2017
58	Tanjung Balai	150/20 kV	*New*	60	2017
59	Binjai	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
60	Dolok sanggul	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
61	Dolok sanggul	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
62	Galang	150/20 kV	*Extension*	80	2018
63	GIS Batu Gingging	150/20 kV	*New*	160	2018
64	GIS Listrik	150 kV	*Extension*	1 LB	2018
65	KIM2	150/20 kV	*Extension*	80	2018
66	Kuala	150/20 kV	*New*	60	2018
67	Labuhan Bilik	150/20 kV	*Extension*	60	2018
68	Martabe	150/20 kV	*Extension*	60	2018
69	Natal	150/20 kV	*New*	10	2018

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
70	Pakkat	150/20 kV	*New*	30	2018
71	Pangkalan Brandan	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
72	Pangkalan Susu	150/20 kV	*New*	30	2018
73	Panyabungan	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
74	Parlilitan	150/20 kV	*New*	30	2018
75	Sei Kera	150 kV	*Extension*	1 LB	2018
76	Sei Kera	150/20 kV	*New*	160	2018
77	Tarutung	150/20 kV	*Extension*	60	2018
78	Teladan	150/20 kV	*New*	60	2018
79	Titi Kuning	150 kV	*Extension*	1 LB	2018
80	Aek Kanopan	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
81	Binjai	150/20 kV	*Uprate*	60	2019
82	Negeri Dolok	150/20 kV	*Extension*	60	2019
83	Perdagangan	150/20 kV	*Extension*	80	2019
84	Sei Rotan	150/20 kV	*Uprate*	50	2019
85	Simangkok	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
86	Tarutung	150/20 kV	*Extension*	60	2019
87	Batu Gingging	150/20 kV	*Extension*	80	2020
88	Brastagi	150/20 kV	*Extension*	80	2020
89	Namurambe	150/20 kV	*Extension*	80	2020
90	Panyabungan	150/20 kV	*Extension*	60	2020
91	Payageli	150/20 kV	*Uprate*	80	2020
92	Raya	150/20 kV	*Extension*	80	2020
93	Sei Rotan	150/20 kV	*Uprate*	40	2020
94	Seibuhuan	150/20 kV	*Extension*	60	2020
95	Selayang	150/20 kV	*Extension*	80	2020
96	Tanjung Morawa	150/20 kV	*Uprate*	40	2020
97	Tanjung Pura	150/20 kV	*Extension*	80	2020
98	Tebing Tinggi	150/20 kV	*Extension*	80	2020
99	Denai	150/20 kV	*Extension*	80	2021
100	KIM2	150/20 kV	*Extension*	80	2021
101	Kota1/ Petisah	150/20 kV	*Extension*	80	2021
102	Parlilitan	150 kV	*Extension*	2 LB	2021
103	Dairi	150/20 kV	*Extension*	60	2022
104	Gunung Para	150/20 kV	*Extension*	60	2022
105	Natal	150/20 kV	*Extension*	30	2022
106	Payageli	150/20 kV	*Extension*	80	2022
107	Pematang Siantar	150/20 kV	*Extension*	50	2022
108	Sei Rotan	150/20 kV	*Extension*	80	2022
109	Tanjung Balai	150/20 kV	*Extension*	60	2022
110	Tebing Tinggi	150/20 kV	*Uprate*	60	2022
111	Denai	150/20 kV	*Extension*	80	2023
112	Helvetia	150/20 kV	*Extension*	80	2023
113	Kuala Tanjung	150/20 kV	*Extension*	80	2023
114	Kualanamu	150/20 kV	*Uprate*	120	2023
115	Labuhan Bilik	150/20 kV	*Extension*	60	2023
116	Pancing	150/20 kV	*Extension*	80	2023
117	Rantau Prapat	150/20 kV	*Uprate*	50	2023
118	Sibolga	150/20 kV	*Uprate*	50	2023
119	Tanah Jawa	150/20 kV	*Extension*	80	2023
120	Batu Gingging	150/20 kV	*Uprate*	80	2024
121	Galang	150/20 kV	*Extension*	80	2024
122	Gunung Tua	150/20 kV	*Extension*	60	2024
123	Payageli	150/20 kV	*Extension*	80	2024
124	Perdagangan	150/20 kV	*Uprate*	40	2024
125	Porsea	150/20 kV	*Extension*	60	2024
126	Sei Kera	150/20 kV	*Extension*	80	2024
127	Sei Rotan	150/20 kV	*Extension*	80	2024
128	Sidikalang	150/20 kV	*Extension*	60	2024
129	Tebing Tinggi	150/20 kV	*Extension*	80	2024
	Jumlah			**6.310**	

Rencana pembangunan GI 275 kV yang berada di provinsi Sumatera Utara diberikan pada Tabel A2.9.

Tabel A2.9. Rencana Pembangunan Gardu Induk 275 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Binjai	275 kV	*Extension*	2 LB	2015
2	Binjai	275/150 kV	*Extension*	250	2015
3	Galang	275/150 kV	*Extension*	500	2015
4	Galang	275/150 kV	*New*	500	2015
5	Simangkok	275 kV	*Extension*	2 LB	2015
6	Binjai	275/150 kV	*Extension*	250	2016
7	*New* Padang Sidempuan	275/150 kV	*New*	500	2016
8	Pangkalan Susu	275/150 kV	*Extension*	500	2016
9	Sarulla	275 kV	*Extension*	2 LB	2016
10	Sarulla	275/150 kV	*New*	0	2016
11	Pangkalan Susu	275/150 kV	*Extension*	500	2017
12	Sarulla	275/150 kV	*Extension*	250	2017
13	Simangkok	275/150 kV	*Extension*	250	2017
14	Rantau Prapat	275/150 kV	*New*	750	2019
15	Sarulla	275 kV	*Extension*	2 LB	2019
16	Galang	275/150 kV	*Extension*	1000	2020
17	Sumut 1	500/275 kV	*New*	1000	2020
18	Sumut 2	500/150 kV	*New*	1000	2020
19	Sumut 3	500/150 kV	*New*	1500	2020
20	Sumut 4	500/275 kV	*New*	1000	2020
	Jumlah			**9.750**	

Pengembangan Distribusi

Tambahan pelanggan baru sampai dengan tahun 2024 adalah sekitar 765 ribu pelanggan atau rata-rata 76,5 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 5.095 kms, JTR sekitar 5.513 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 803 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A2.10.

Tabel A2.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	485,3	625,1	75,1	120.092
2016	470,3	504,9	77,4	72.747
2017	542,2	582,0	89,2	83.860
2018	552,2	592,7	90,8	85.407
2019	562,4	603,7	92,5	86.992
2020	572,9	615,0	94,2	88.614
2021	583,7	626,5	96,0	90.277
2022	433,2	465,0	61,5	44.671
2023	443,5	476,1	62,9	45.729
2024	448,8	421,5	63,7	46.278
2015-2024	5.094,6	5.512,7	803,2	764.667

A2.4. SISTEM *ISOLATED* NIAS

Pulau Nias yang terletak di sebelah Barat Pulau Sumatera mempunyai kondisi sebagai berikut:

(i) Merupakan pulau yang terpisah cukup jauh dari pulau Sumatera
(ii) Pemerintahan terdiri dari 4 Kabupaten dan 1 Kota
(iii) Rawan gempa dan rawan longsor
(iv) Hubungan antar kabupaten dan antar kecamatan sulit dijangkau
(v) Mata pencaharian utama adalah bercocok tanam kelapa dan nelayan

Pengusahaan kelistrikan dikelola oleh PLN Area Nias, terdiri dari Rayon Gunung Sitoli dan Rayon Teluk Dalam yang juga mengelola PLTD di Pulau Tello. Pasokan listrik untuk sistem kelistrikan Nias dipasok dari PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam. Jumlah pelanggan adalah sekitar 72 ribu pelanggan, daya tersambung 58.186 MVA dengan penjualan mencapai 122 GWh pertahun. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 42.545 kW, daya mampu 30.830 kW, serta beban puncak tahun 2014 diperkirakan 26,8 MW. Mengingat kondisi pembangkit eksisting yang sudah tua, maka sebagai antisipasi ketersediaan pasokan daya saat PLTD *exsisting outage,* adalah dilakukanlahnya sewa PLTD jangka pendek total sebesar 22 MW. Kedepanya, rencana tambahan pembangkit baru di Sistem Nias adalah dengan penggunaaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTMG Mobile 25 MW ditahun 2015, dan PLTMG 20 MW di tahun 2017. Selain itu juga direncanakan pembangunan PLTU Merah Putih 2x10 MW pada tahun 2016.

A2.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistem kelistrikan sampai dengan tahun 2024adalah seperti Tabel A2.11berikut:

Tabel A2.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	9.293	10.244	1.886	451	1.700	1.154	659
2016	10.374	11.426	2.054	441	840	976	587
2017	11.597	12.754	2.189	272	1.140	395	809
2018	13.002	14.283	2.398	970	880	596	1.681
2019	14.623	16.046	2.636	914	310	226	1.149
2020	16.445	18.031	2.899	100	840	890	663
2021	18.674	20.465	3.222	250	240	162	606
2022	21.321	23.351	3.602	688	480	44	1.135
2023	24.436	26.746	4.125	910	680	150	1.514
2024	28.090	30.728	4.676	410	700	-	711
Pertumbuhan/ Jumlah	13,1%	13,0%	10,6%	5.406	7.810	4.592	9.515

LAMPIRAN A.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI RIAU

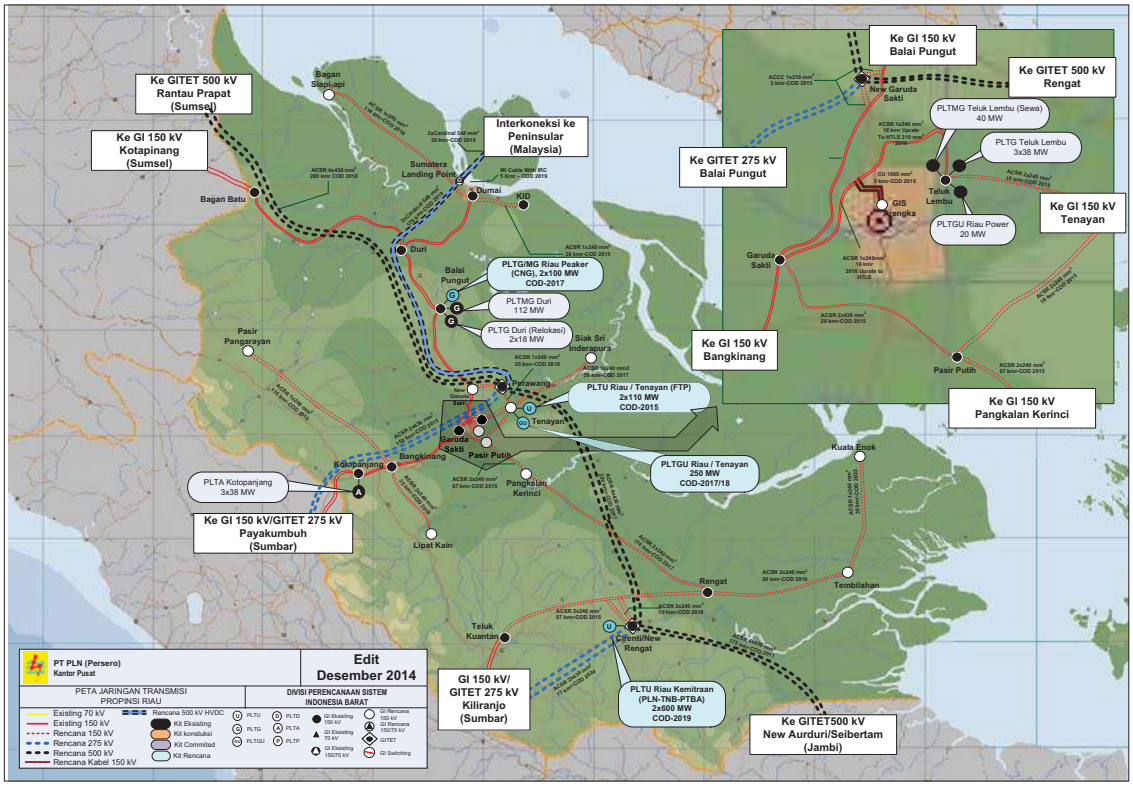
A3.1. KONDISI SAAT INI

Sistem Interkoneksi

Sistem kelistrikan Provinsi Riau saat ini memiliki 9 Gardu Induk (GI) 150 kV; yaitu Koto Panjang, Bangkinang, Garuda Sakti, Teluk Lembu, Duri, Dumai, Bagan Batu, Teluk Kuantan, dan Balai Pungut. Sedangkan daerah-daerah lain di provinsi Riau masih disuplai melalui sistem *Isolated*.

Sistem kelistrikan Riau sebagian besar dipasok dari *Grid* Sumatera dengan beban puncak tahun 2014 mencapai 523MW. Kapasitas pembangkit yang tersambung ke *Grid* subsistem Riau saat ini adalah sebesar 460 MW, dimana sebagian besar pembangkit di susbsitem Riau saat ini adalah berbahan bakar gas, sehingga sekuritas pasokan gas kedepannya masih belum dapat dipastikan. Selain itu pada kondisi tertentu subssitem Riau masih membutuhkan transfer daya dari subsistem Sumbar.

Peta kelistrikan sistem interkoneksi di Provinsi Riau diperlihatkan pada Gambar A3.1.



Gambar A3.1. Peta Sistem Kelistrikan di Provinsi Riau

Daftar kapasitas terpasang pembangkit yang memasok ke sistem interkoneksi 150 kV ditunjukkan pada Tabel A3.1.

Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
I	*Sektor Pekanbaru*					
1	PLTA Kotopanjang # 1	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
2	PLTA Kotopanjang # 2	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
3	PLTA Kotopanjang # 3	PLTA	Air	PLN	38,0	38,0
4	PLTGU Riau Power	PLTGU	Gas	Sewa	26,0	28,0
5	PLTG Teluk Lembu # 1	PLTG	Gas	PLN	21,6	15,0
6	PLTG Teluk Lembu # 2	PLTG	HSD	PLN	21,6	15,0
7	PLTG Teluk Lembu # 3 (Exs Gilitimur)	PLTG	HSD	PLN	20,0	17,0
8	PLTMG Sewa Teluk Lembu # 1	PLTMG	Gas	Sewa	12,0	13,0
9	PLTMG Sewa Teluk Lembu # 2	PLTMG	Gas	Sewa	50,0	50,0
10	PLTMG Sewa Teluk Lembu # 3 (Haleyora)	PLTMG	Gas	Sewa	30,0	30,0
11	PLTG Balai Pungut # 1 (Exs Sunyaragi)	PLTG	Gas	PLN	20,0	18,0
12	PLTG Balai Pungut # 2 (Exs Gilitimur)	PLTG	Gas	PLN	20,0	15,0
13	PLTMG Duri (*peaker*)	PLTMG	Gas	PLN	110,0	100,0
14	PLTD Teluk Lembu	PLTD	HSD	PLN	7,6	5,5
15	PLTD Sewa Dumai BGP	PLTD	HSD	Sewa	30,0	30,0
16	PLTD Sewa Dumai P3	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
					492,8	460,5

Sistem *Isolated*

Sistem *isolated* di Provinsi Riau tersebar di kabupaten Indragiri Hulu, Indragiri Hilir, Kabupaten Bengkalis, dan kepulauan Meranti. Seluruh sistem *isolated* tersebut dipasok oleh PLTD tersebar dengan kapasitas 84 MW dan daya mampu 54 MW.

Sebagian besar kondisi sistem *isolated* masih mengalami kekurangan pasokan daya, sehingga untuk mengurangi dampak kekurangan pasokan daya. PLN menyewa pembangkit diesel dengan kontrak jangka pendek. Daftar pembangkit pada sistem *isolated* diberikan pada Tabel A3.2.

Tabel A3.2. Pembangkit *Isolated*

UNIT	Jumlah (unit)	Daya	
		Terpasang (MW)	Mampu (MW)
AREA PEKANBARU			
1. Mesin PLN	50	11,5	6,5
2. Mesin Sewa	6	31,2	24
3. IPP	-	-	-
4. Excess	2	7,0	7,0
JUMLAH	58	49,7	37,5
AREA DUMAI			
1. Mesin PLN	78	36,6	27,5
2. Mesin Sewa	16	46,5	31,6
3. IPP	-	-	-
4. Excess	-	-	-
JUMLAH	94	83,1	59,1
AREA RENGAT			
1. Mesin PLN	67	27,7	14,7
2. Mesin Sewa	14	56,5	39,6
3. IPP	-	-	-
4. Excess	-	-	-
JUMLAH	81	84,2	54,3

Kondisi kekurangan pasokan kelistrikan pada sistem *isolated* disebabkan oleh menurunnya daya mampu pembangkit, meningkatnya konsusmsi listrik oleh pelanggan secara alami (bahkan tanpa penyambungan baru) dan kebutuhan sistem *isolated* yang dipasok dari *excess power* telah melampaui kesepakatan perjanjian jual beli (kontrak).

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Ekonomi Riau tumbuh sangat pesat antara 7,8% pada tahun 2012 (tidak termasuk migas) dan kondisi ini diperkirakan masih akan terus meningkat pada masa yang akan datang. 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 Indrapura, Kawasan Kuala Enok kabupaten Indragiri Hilir, dan Kawasan Industri Tenayan di Kota Pekanbaru.

Dari realisasi penjualan listrik PLN lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 dapat dilihat pada Tabel A3.3.

Tabel A3.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	4,8	3.826	4.255	717	1.144.963
2016	5,0	4.296	4.771	803	1.234.942
2017	5,3	4.827	5.351	900	1.328.750
2018	5,5	5.426	6.007	1.008	1.426.578
2019	5,5	6.102	6.746	1.131	1.516.165
2020	5,4	6.866	7.583	1.269	1.635.230
2021	5,4	7.728	8.530	1.381	1.694.339
2022	5,4	8.702	9.605	1.492	1.756.414
2023	5,4	9.803	10.812	1.677	1.821.909
2024	5,4	11.048	12.151	1.882	1.891.442
Pertumbuhan	5,3%	12,5%	12,4%	11,3%	5,8%

Apabila kapasitas pembangkit yang tersedia mencukupi, pertumbuhan listrik di Provinsi Riau diperkirakan dapat lebih tinggi lagi, karena seiring dengan perkembangan yang sangat pesat pada setiap kabupaten dan adanya rencana pengembangan wilayah menjadi kawasan industri di Dumai, Buton, Kuala Enok dan Tenayan-Pekanbaru.

A3.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan pembangkit baik yang terhubung pada sistem interkoneksi maupun pada sistem *isolated* serta pengembangan jaringan transmisi dan distribusi untuk menjangkau pelanggan.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di provinsi Riau untuk membangkitkan tenaga listrik berupa sumber-sumber gas alam di banyak lapangan, antara lain Seng, Segat di

kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT. Kalila yang sebagian produksi gasnya dialokasikan untuk PLTG Teluk Lembu.

Disamping itu terdapat potensi batubara yang tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu, dan Kuantan Singingi dengan cadangan 1,55 juta metrik ton[2].

Potensi PLTA skala besar terdapat di Kabupaten Kampar dan Kabupaten Kuantan Singingi. Menurut pra studi kelayakan oleh sebuah konsultan pada tahun 1980-an di Kabupaten Kuantan Singingi dan Sungai Kampar Kiri terdapat potensi tenaga air yang cukup besar, yaitu sebesar masing-masing 830 MW dan 170 MW. 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 2024 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 direncanakanakan dibangun di Provinsi Riau baik yang masuk ke Sistem *Grid* Sumatera ataupun Isolated berkapasitas total sekitar 1.935,5 seperti ditampilkan pada Tabel A3.4.

Tabel A3.4. Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Riau (Amandemen FTP1)	PLTU	PLN	2x110	2015
2	Riau *Peaker*	PLTG/MG	PLN	2x100	2017
3	Riau	PLTGU	Swasta	250	2017-2018
4	Riau Kemitraan (PLN-TNB-PTBA)	PLTU	Swasta	2x600	2019
5	Selat Panjang	PLTS	PLN	1.5	2015
6	Bengkalis	PLTMG	Swasta	18	2018
7	Selat Panjang -1	PLTMG	Swasta	15	2018
8	Rengat	PLTU	Swasta	5,5	2016
9	Tembilahan	PLTU	Swasta	5,5	2015
	RIAU Total			**1.935,5**	

Rencana pengoperasian PLTU Riau 2x110 MW tahun 2015 di kawasan industri Tenayan-Kota Pekanbaru merupakan salah satu proyek percepatan pembangkit 10.000 MW tahap 1 yang saat ini sedang tahap konstruksi dan dijadwalkan beroperasi pada tahun 2015. Rencana pengoperasian PLTG Riau *peaker* dengan

[2] Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

kapasitas total 200 MW merupakan upaya PLN untuk meningkatkan pasokan daya di Riau dengan memanfaatkan gas dari lapangan Jambi Merang dengan sistem CNG (*Commpresses Natural Gas*). Pembangkit Riau *peaker* tersebut dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan daya pada kondisi beban puncak sistem Sumatera. PLTU Riau Mulut Tambang 1.200 MW ditawarkan kepada swasta sebagai IPP untuk beroperasi pada tahun 2019. Selain itu, PLN berupaya memanfaat kan semua potensi gas yang mungkin dapat digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik, termasuk gas skala kecil, seperti di Melibur Kabupaten Meranti, Selat Kabupaten Inhil, Bentu Kabupaten Kampar, Tembilahan Kabupaten Inhil. Selain itu juga bekerja sama dengan pemerintah setempat untuk penyedian listrik, seperti dengan Riau Power (BUMD).

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan akan dibangun GI 150 kV serta penambahan pembangkit PLTMG *dual fuel*.

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 2024 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan *extension* dengan kapasitas total 2.880 MVA seperti diperlihatkan pada Tabel A3.5.

Tabel A3.5. Pembangunan GI

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Bangkinang	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
2	Dumai	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
3	Garuda Sakti	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
4	Garuda Sakti	150/20 kV	*Extension*	60	2015
5	KID	150/20 kV	*New*	60	2015
6	Koto Panjang	150/20 kV	*Extension*	30	2015
7	*New* Garuda Sakti	150/20 kV	*New*	120	2015
8	Pasir Pangarayan	150/20 kV	*New*	30	2015
9	Pasir Putih	150/20 kV	*New*	60	2015
10	Rengat	150/20 kV	*New*	60	2015
11	Teluk Kuantan	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
12	Teluk Lembu	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
13	Tenayan	150/20 kV	*New*	60	2015
14	Bagan Siapi-api	150/20 kV	*New*	30	2016
15	Bangkinang	150/20 kV	*Extension*	60	2016

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
16	Dumai	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
17	GIS Kota Pekanbaru/Arengka	150/20 kV	*New*	80	2016
18	KID	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
19	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	*New*	60	2016
20	Pasir Putih	150/20 kV	*Extension*	60	2016
21	Perawang	150/20 kV	*New*	60	2016
22	Tembilahan	150/20 kV	*New*	30	2016
23	Tenayan	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
24	Duri	150/20 kV	*Extension*	60	2017
25	Rengat	150/20 kV	*Extension*	60	2017
26	Siak Sri Indrapura	150/20 kV	*New*	60	2017
27	Teluk Kuantan	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
28	Tenayan	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
29	Tenayan	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2017
30	Bagan Batu	150/20 kV	*Extension*	60	2018
31	Bangkinang	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
32	Lipat Kain	150/20 kV	*New*	60	2018
33	KIT Tenayan	150/20 kV	*Extension*	60	2019
34	Bangkinang	150/20 kV	*Uprate*	80	2020
35	*New* Garuda Sakti	150/20 kV	*Extension*	80	2020
36	Pasir Pangarayan	150/20 kV	*Extension*	60	2020
37	Pasir Putih	150/20 kV	*Extension*	60	2020
38	Pasir Putih	150/20 kV	*Extension*	60	2020
39	Teluk Kuantan	150/20 kV	*Uprate*	60	2020
40	Bagan Siapi-api	150/20 kV	*Extension*	60	2022
41	GIS Kota Pekanbaru/Arengka	150/20 kV	*Extension*	60	2022
42	Kandis	150/20 kV	*Extension*	60	2022
43	Pasir Putih	150/20 kV	*Extension*	60	2022
44	Pasir Putih	150/20 kV	*Extension*	60	2022
45	Teluk Kuantan	150/20 kV	*Extension*	60	2022
46	Dumai	150/20 kV	*Uprate*	60	2023
47	KID Dumai	150/20 kV	*Extension*	60	2023
48	KIT Tenayan	150/20 kV	*Extension*	60	2023
49	Kuala Enok	150/20 kV	*New*	60	2023
50	Perawang	150/20 kV	*Extension*	60	2023
51	Rengat	150/20 kV	*Extension*	60	2023
52	Rengat	150/20 kV	*Extension*	60	2023
53	Tembilahan	150 kV	*Extension*	2 LB	2023
54	Tembilahan	150/20 kV	*Extension*	60	2023
55	Bangkinang	150/20 kV	*Extension*	60	2024
56	Garuda Sakti	150/20 kV	*Extension*	60	2024
57	Koto Panjang	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
	Jumlah			**2.880**	

Disamping itu juga direncanakan pembangunan GI dengan tegangan ekstra tinggi 275 kV dan 500 kV serta konverter transmisi HVDC ±500 kVDC yang merupakan bagian dari link interkoneksi Sumatera – Malaysia seperti pada Tabel A3.6.

Tabel A3.6. Pembangunan GI 275kV, 500 kV dan HVDC ±500 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Riau HVDC Station Converter	500 kV DC	*New*	600	2019
2	Perawang	275/150 kV	*Extension*	500	2018
3	Perawang	275/150 kV	*New*	500	2016
4	RIAU 1	500/150 kV	*New*	1.000	2017
5	RIAU 2	500/275 kV	*New*	1.000	2017
	Jumlah			**3.600**	

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi di Provinsi Riau hingga tahun 2024 adalah sepanjang 1.700 kms (150 kV) dan 1.897 kms (275 kV, 500 kV dan 500 kV DC) seperti ditampilkan dalam Tabel A3.7 dan Tabel A3.8.

Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Teg. (kV)	Konduktor	kms	COD
1	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	220	2015
2	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	56	2015
3	*New* Garuda Sakti	Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri)	150 kV	4 cct. HTLS 310 mm2	12	2015
4	Pasir Putih	Garuda Sakti	150 kV	2 cct. 2 Zebra	55	2015
5	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct. 2 Hawk	134	2015
6	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct. 2 Hawk	194	2015
7	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct. 2 Zebra	35	2015
8	Tenayan / PLTU Riau	Teluk Lembu	150 kV	2 cct. 2 Hawk	20	2015
9	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct. 1 Hawk	228	2016
10	GIS Kota Pekan Baru	Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu)	150 kV	2 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	10	2016
11	PLTU Sewa Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct. 2 Hawk	14	2016
12	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct. 2 Hawk	120	2016
13	Teluk Lembu	Garuda Sakti (*Uprate*)	150 kV	2 cct. HTLS 310 mm2	36	2016
14	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct. 1 Hawk	50	2016
15	Kandis	Inc. 2 pi (*New* G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct. HTLS 310 mm2	10	2017
16	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct. 2 Hawk	220	2017
17	Tenayan / PLTU Riau	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct. 1 Hawk	100	2017
18	Bangkinang	Lipat Kain	150 kV	2 cct. 2 Hawk	70	2018
19	Dumai (*Uprate*)	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	56	2019
20	Kuala Enok	Tembilahan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	60	2023
	Jumlah				**1.700**	

Tabel A3.8. Pembanguan Transmisi 275 kV. 500 kV dan HVDC ± 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Payakumbuh	*New* Garuda Sakti	275 kV	2 cct. 2 Zebra	300	2015
2	Riau 1	Riau 2	500 kV	2 cct. 4 Zebra	440	2017
3	Border	Pulau Rupat	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	53	2019
4	P. Rupat Selatan	Sumatra Landing Point	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	12	2019
5	Pulau Rupat Utara	Pulau Rupat Selatan	500 kV DC	2 cct. 2xCardinal 548 mm2 4Falcon	100	2019
6	Sumatera Landing Point	*New* Garuda Sakti	500 kV DC	2 cct. 2xCardinal 548 mm2	278	2019
7	Sumut 1	Riau 2	500 kV	2 cct. 4 Zebra	560	2020
8	Kiliranjao	Riau 1	275 kV	2 cct. 2 Zebra	154	2024
	Jumlah				**1.897**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 803 ribu pelanggan sampai dengan 2024 atau rata-rata 80,3 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah (JTM) 3.197 kms, jaringan tegangan rendah(JTR) sekitar 12.717 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 777 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A3.9.

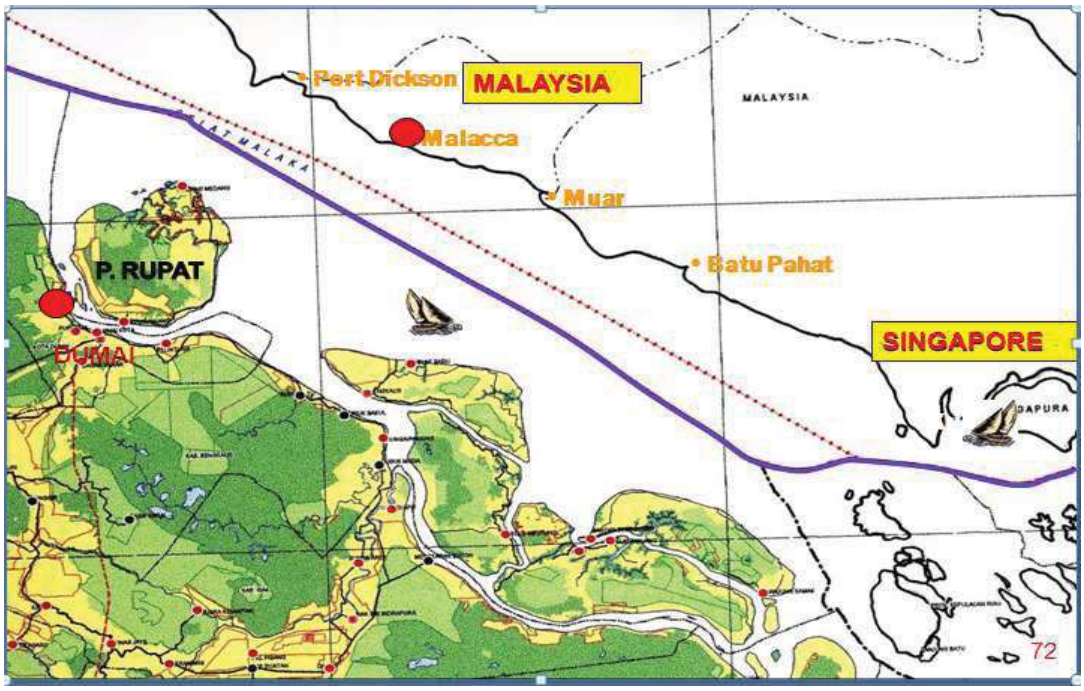
Tabel A3.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	284,0	821,3	79	45.384
2016	291,9	899,0	69	89.992
2017	299,9	983,7	71	93.821
2018	307,8	1,076,3	74	97.842
2019	315,7	1,177,4	74	89.600
2020	323,7	1,287,7	79	128.909
2021	331,6	1,408,2	82	59.394
2022	339,6	1,539,7	82	62.359
2023	347,5	1,683,4	86	65.776
2024	355,5	1,840,2	82	69.813
2015-2024	3.197,2	12.717,0	777	802.890

A3.4. SISTEM KELISTRIKAN PULAU RUPAT

Pulau Rupat yang berada di Kabupaten Bengkalis merupakan sebuah pulau yang istimewa karena kedekatannya dengan Malaka dan Port Dickson Malaysia. Pulau ini sangat indah dan berpotensi menjadi tujuan wisata yang akan sangat diminati. Pulau ini hanya dipisahkan oleh selat sempit pantai Kota Dumai yang telah dirancang sebagai pelabuhan distribusi barang dan jasa untuk Riau daratan dan

Pulau Sumatera. Jalur utama pengangkutan dari dan ke pulau ini adalah melalui laut. Peta Pulau Rupat ditampilkan pada GambarA3.2.



Gambar A3.2. Peta Pulau Rupat

Saat ini listrik di Pulau Rupat dipasok dari 5 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang 3.600 kW namun daya mampunya hanya 1.195 kW dengan beban puncak 841 kW. Sistem distribusi listrik berupa JTM sepanjang 69 kms, JTR 92kms, gardu distribusi 36 unit, 878 kVA. Rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Rupat adalah dengan penambahan PLTMG 10 MW ditahun 2016.

A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam Tabel A3.10.

Tabel A3.10. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	3.826	4.255	717	220	480	1.026	521
2016	4.296	4.771	803	-	380	458	154
2017	4.827	5.351	900	290	240	770	494
2018	5.426	6.007	1.008	160	120	70	228
2019	6.102	6.746	1.131	1.200	60	499	1,817
2020	6.866	7.583	1.269	-	400	560	308
2021	7.728	8.530	1.381	-	-	-	72
2022	8.702	9.605	1.492	-	360	-	94
2023	9.803	10.812	1.677	-	480	60	115
2024	11.048	12.151	1.882	-	360	154	141
Pertumbuhan/ Jumlah	12,5%	12,4%	11,3%	1.870	2.880	3.597	3.943

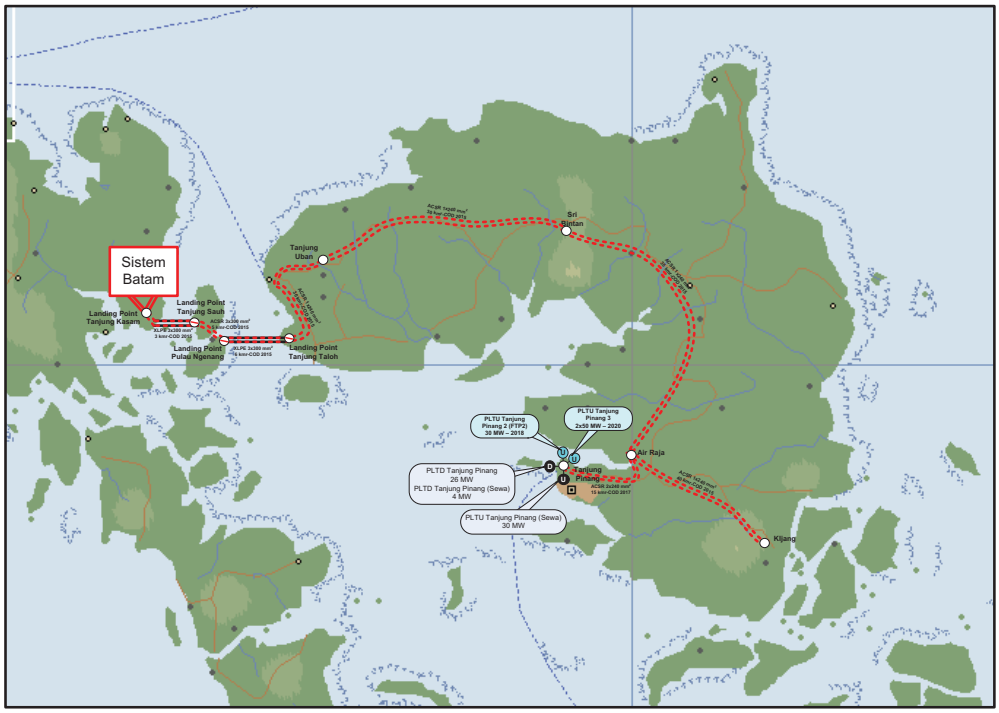
LAMPIRAN A.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN RIAU *(tanpa BATAM)*

A4.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Kepulauan Riau mempunyai posisi geografis yang sangat strategis karena berada pada pintu masuk Selat Malaka dari sebelah timur dan juga berbatasan dengan pusat bisnis dan keuangan di wilayah Asia Tenggara. 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.

Provinsi Kepulauan Riau mencakup Kota Tanjung pinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Lingga yang terdiri dari 2.408 pulau besar dan kecil dimana 40% belum bernama dan berpenduduk, dengan 95% dari wilayahnya merupakan lautan.



Gambar A4.1. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang erat antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi

dunia usaha. KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional.

Kepulauan Riau memerlukan dukungan pasokan tenaga listrik yang cukup dan handal terutama di Kota Tanjung Pinang yang merupakan ibu kota Provinsi Kepulauan Riau.

Pasokan listrik untuk kota Tanjung Pinang dipasok melalui sistem Tanjung Pinang yang melayani 3 daerah administrasi, yaitu Provinsi Kepulauan Riau, Kotamadya Tanjung Pinang dan serta Kabupaten Bintan, Sistem Tanjung Pinang dipasok dari PLTD Air Raja dan PLTD Sukaberenang serta PLTU Galang Batang dengan kapasitas terpasang 97,3 MW dengan daya mampu sebesar 55,2 MW sedangkan beban puncak saat ini yang telah mencapai 51 MW melalui jaringan 20 kV.

Sistem-sistem *isolated* di Provinsi Kepulauan Riau mempunyai 146 unit pembangkit kecil tersebar dengan kapasitas total 181,3 MW dan daya mampu 117,1 MW seperti terlihat pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Pembangkit *Isolated*

Pemilik	Jumlah (Unit)	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
PLN	124	78.9	45.3	103.9
Sewa	19	99.7	70.6	
IPP	-	-	-	
Excess	3	2.7	1.2	
Total	146	181.3	117.1	

Sebagian besar sistem *isolated* mengalami kekurangan pasokan dan ini telah berlangsung beberapa tahun terakhir. Kondisi kekurangan pasokan pada umumnya disebabkan oleh keterbatasan jumlah daya mampu mesin pembangkit, baik karena gangguan mesin pembangkit maupun usia pembangkit yang sudah tua, serta meningkatnya pertumbuhan pemakaian tenaga listrik. Untuk mengatasi kekurangan pasokan pada beberapa sistem *isolated* dalam jangka pendek dilakukan dengan sewa pembangkit, serta penambahan pembangkit PLTMG.

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Perekonomi Kepulauan Riau tumbuh 6,47% pada tahun 2014 (tidak termasuk migas) dan diperkirakan masih akan terus meningkat pada masa yang akan

datang. Target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian Pemerintah daerah dengan memberikan kemudahan kepada investor untuk menanamkan modalnya di Kepulauan Riau. Kegiatan perekonomian di Provinsi Kepulauan Riau terus meningkat, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri dan pada beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2015-2024

Dari realisasi penjualan listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,47	676	743	138	195.040
2016	6,79	723	793	147	206.550
2017	7,21	773	848	157	218.622
2018	7,42	828	907	168	231.291
2019	7,53	887	971	180	244.593
2020	7,32	951	1.040	192	258.568
2021	7,32	1.020	1.116	206	265.608
2022	7,32	1.096	1.197	221	273.012
2023	7,32	1.178	1.286	237	280.815
2024	7,32	1.267	1.383	255	289.058
Pertumbuhan	7,2%	7,2%	4,5%	7,1%	4,5%

A4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, di West Natuna Basin terdapat potensi gas alam sebesar 51,46 TCF. Selain itu di kawasan blok D-Alpha Natuna terdapat cadangan gas yang sangat besar, yaitu 222 TCF dan 500 juta barel minyak. Sedangkan potensi tenaga air relatif kecil.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated*. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel A4.3.

Tabel A4.3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Bengkalis	PLTS	PLN	1.5	2015
2	Tanjung Batu	PLTS	Swasta	1	2015
3	TB. Karimun	PLTS	Swasta	2.5	2015
4	TB. Karimun #1 (FTP1)	PLTU	PLN	7	2015
5	TB. Karimun #2 (FTP1)	PLTU	PLN	7	2015
6	Tanjung Batu-1	PLTMG	PLN	15	2016
7	TB. Karimun Peaker-1	PLTG/MG	Swasta	40	2017
8	Natuna-2	PLTG/MG	Swasta	25	2018
9	Tanjung Pinang 2	PLTMG	Swasta	30	2018
10	Dabo Singkep	PLTMG	Swasta	2x16	2018, 2021
11	Tanjung Pinang 3	PLTMG	PLN	2 x 50	2020-2021
12	Natuna-3	PLTG/MG	Swasta	25	2021
13	Tanjung Batu-2	PLTMG	PLN	15	2021
KEPRI TOTAL				301	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan 4 buah GI 150 kV di Pulau Bintan dan satu lokasi di Pulau Ngenang seperti diperlihatkan pada Tabel A4.4.

Tabel A4.4. Pengembangan GI 150 kV Baru

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Air Raja	150/20 kV	*New*	60	2015
2	Kijang	150/20 kV	*New*	60	2015
3	Pulau Ngenang	150/20 kV	*New*	10	2015
4	Sri Bintan	150/20 kV	*New*	30	2015
5	Tanjung Uban	150/20 kV	*New*	60	2015
6	Air Raja	150/20 kV	*Extension*	60	2019
7	Sri Bintan	150/20 kV	*Extension*	30	2022
8	Air Raja	150/20 kV	*Extension*	60	2023
9	Sri Bintan	150/20 kV	*Extension*	60	2023
	Jumlah			**430**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 288 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A4.5.

Tabel A4.5. Pembangunan SUTT 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Air Raja	Kijang	150 kV	2 cct. 1 Hawk	40	2015
2	Pulau Ngenang	Tanjung Taloh	150 kV	2 cct. 3 x 300 mm2	12	2015
3	Sri Bintan	Air Raja	150 kV	2 cct. 1 Hawk	70	2015
4	Tanjung Kasam	Tanjung Sauh	150 kV	2 cct. 3 x 300 mm2	6	2015
5	Tanjung Pinang	Kijang	150 kV	2 cct. 2 Hawk	30	2017
6	Tanjung Sauh	Pulau Ngenang	150 kV	2 cct. 1 Hawk	10	2015
7	Tanjung Taloh	Tanjung Uban	150 kV	2 cct. 1 Hawk	60	2015
8	Tanjung Uban	Sri Bintan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	60	2015
	Jumlah				**288**	

Walaupun di sistem kelistrikan Bintan telah direncanakan pembangkit yang cukup banyak seperti pada tabel A4.3, sistem ini direncanakan akan diinterkoneksi dengan sistem Batam melalui kabel laut 150 kV. Tujuan interkoneksi tersebut adalah untuk menggantikan peran PLTD di sistem Bintan, baik *peak* maupun *baseload*, dengan transfer energi dari Batam yang biaya produksinya lebih rendah. Interkoneksi ini juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan sistem Bintan karena terinterkoneksi dengan sistem kelistrikan yang jauh lebih besar.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 845 ribu pelanggan sampai dengan 2024 atau rata-rata 84,5 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 3.367 kms, JTR sekitar 13.656 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 819 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A4.6 berikut.

Tabel A4.6. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	50,2	145,2	14,8	9.700
2016	341,1	1.050,2	81,5	100.010
2017	347,9	1.141,3	83,7	106.033
2018	354,8	1.240,5	85,9	106.038

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2019	361,6	1.348,4	85,9	99.740
2020	368,5	1.466,0	91,3	135.916
2021	375,4	1.594,1	93,7	66.580
2022	382,3	1.733,6	93,0	69.775
2023	389,2	1.885,6	97,3	73.455
2024	396,2	2.051,2	92,2	77.815
2015-2024	3.367,2	13.656,2	819,2	845.063

A4.4. SISTEM KELISTRIKAN NATUNA

Kabupaten Natuna terletak paling utara dari wilayah Republik Indonesia di kawasan Laut Cina Selatan seperti terlihat pada Gambar A4.2.

Gambar A4.2. Peta Pulau Natuna

Natuna berada pada jalur pelayaran internasional Hongkong, Jepang, Korea dan Taiwan. Kabupaten ini terkenal dengan penghasil migas dengan cadangan yang sangat besar sebagaimana diuraikan pada butir A4.3.

Kelistrikan Pulau Natuna dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 22 MW dan beban puncak 12 MW. Sistem distribusi berupa SUTM sepanjang 57,4 kms dengan jumlah gardu hubung 29 unit dan kapasitas terpasang 2.450 kVA. Adapun rencana pengembangan kelistrikan di Pulau Natuna berupa penambahan PLTMG sebesar 25 MW ditahun 2018 dan 25 MW di tahun 2021.

A4.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam Tabel A4.7.

Tabel A4.7. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	676	743	138	14	220	258	8,0
2016	723	793	147	15	-	-	8,4
2017	773	848	157	40	-	30	8,9
2018	828	907	168	104	-	-	9,5
2019	887	971	180	-	60	-	10,5
2020	951	1.040	192	50	-	-	11,1
2021	1.020	1.116	206	106	-	-	12,0
2022	1.096	1.197	221	-	30	-	13,0
2023	1.178	1.286	237	-	120	-	13,8
2024	1.267	1.383	255	-	-	-	15,1
Pertumbuhan/ Jumlah	7,2%	4,5%	7,1%	329	430	288	110,3

LAMPIRAN A.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

A5.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Provinsi Bangka Belitung secara garis besar dikelompokkan menjadi dua sistem kelistrikan yang terpisah yaitu:

1. Sistem Bangka yang dipasok dari 4 PLTD milik PLN dan 1 PLTU Biomassa IPP, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba,PLTD Toboali, dan PLTU Listrindo (Biomassa). Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari 2 PLTD PLN dan 1 PLTU IPP Biomassa, yaitu: PLTD Pilang. PLTD Manggar dan PLTU Belitung Energy (IPP). Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.

Sistem kelistrikan 20 kV di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung seperti ditunjukkan pada GambarA5.1.

Gambar A5.1. Peta Jaringan SUTM di Provinsi KepulauanBangka BelitungSaat Ini

Pada saat ini sebagian besar pasokan listrik di Provinsi Bangka Belitung diperoleh dari pembangkit dengan bahan bakar HSD. Total kapasitas terpasang adalah 166,8 MW dengan daya mampu sebesar 137 MW. Tabel A5.1 memperlihatkan komposisi sistem pembangkitan di Provinsi Bangka Belitung.

Tabel A5.1. Kapasitas Terpasang dan Daya Mampu Pembangkit

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
A	Bangka (Sistem Merawang. Koba. Mentok dan Toboali sudah terhubung oleh Jaringan 20 kV)					
I	Sistem Merawang - Koba (Interkoneksi)					
1	Merawang	PLTD	HSD	PLN	42,3	20.0
2	Koba	PLTD	HSD	PLN	3,4	2.0
3	ALTRAK I, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	4,1	5.1
4	ALTRAK II, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	2,2	3.2
5	KALTIMEX, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	7,0	8.0
6	PRASTIWAHYU TRIMITRA E, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	6.0
7	PT, SINARINDO, Merawang	PLTD	HSD	Sewa	13,0	21.2
8	TIGA BINTANG MAS ABADI, Koba	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5.0
9	SINARINDO, Jebus	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5.0
10	Listrindo Kencana	PLTU	Biomass	IPP	5,0	2.8
					91,9	87,5
II	Sistem *Isolated* Mentok					
1	Mentok	PLTD	HSD	PLN	10,1	4.0
2	MEGAPOWER MAKMUR, Mentok	PLTD	HSD	Sewa	3,0	3.0
					13,1	7,0
III	Sistem *Isolated* Toboali					
1	PLTD Toboali	PLTD	HSD	PLN	3,9	2.0
2	MEGAPOWER MAKMUR, Toboali	PLTD	HSD	Sewa	3,5	4.0
3	MEGAPOWER MAKMUR II, Toboali	PLTD	HSD	Sewa	3,5	4.0
					10,9	10,7
IV	*Isolated* Tersebar					
1	PLTD Tanjung Labu	PLTD	HSD	PLN	0,9	0.8
					0,9	0,8
	TOTAL BANGKA				116,8	96
B	Belitung					
I	Sistem Pilang - Padang (Interkoneksi)					
1	PLTD Pilang	PLTD	HSD	PLN	21,4	14.3
2	PLTD Padang	PLTD	HSD	PLN	5,5	1.7
3	WAHANA, Pilang	PLTD	HSD	Sewa	6,0	6.0
4	ALTRAK, Pilang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	6.0
5	SINARINDO, Padang	PLTD	HSD	Sewa	5,0	7.0
6	PLTU Belitung Energy	PLTU	Biomass	IPP	7,0	6.0
					49,9	41,0
II	*Isolated* Tersebar					
1	PLTD Selat Nasik	PLTD	HSD	PLN	0,6	0.6
2	PLTD Pulau Seliu	PLTD	HSD	PLN	0,1	0.1
					0,7	0,7
	TOTAL BELITUNG				50,6	41,7

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kep.Bangka Belitung merupakan provinsi pemekaran dari Provinsi Sumatera Selatan. Sebagai provinsi baru maka sangat memerlukan banyak sarana prasarana untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program

pemerintahan terutama untuk menarik investasi ke Provinsi Kepulauan Bangka Belitung. Salah satu sarana yang sangat diperlukan adalah ketersediaan energi 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 dan meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

Komposisi penjualan per Sektor pelanggan provinsi Bangka Belitung adalah seperti pada tabel A5.2

Tabel A5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No.	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	549	70%
2	Komersil	135	17%
3	Publik	53	7%
4	Industri	47	6%
Jumlah		783	100%

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industry, pertambahan penduduk, dan peningkatan brasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Bangka Belitungpada tahun 2015-2024 dapat dilihat pada Tabel A5.3

Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	5,58	867	984	177	320.774
2014	5,86	967	1.097	197	330.001
2015	6,22	1.079	1.224	219	339.416
2016	6,41	1.206	1.366	244	348.981
2017	6,50	1.349	1.527	272	358.712
2018	6,32	1.511	1.709	304	368.626
2019	6,32	1.693	1.915	339	378.715
2020	6,32	1.900	2.147	379	388.974
2021	6,32	2.133	2.409	425	399.425
2022	6,32	2.396	2.706	476	410.091
Pertumbuhan	6,2%	12,0%	11,9%	11,6%	2,8%

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

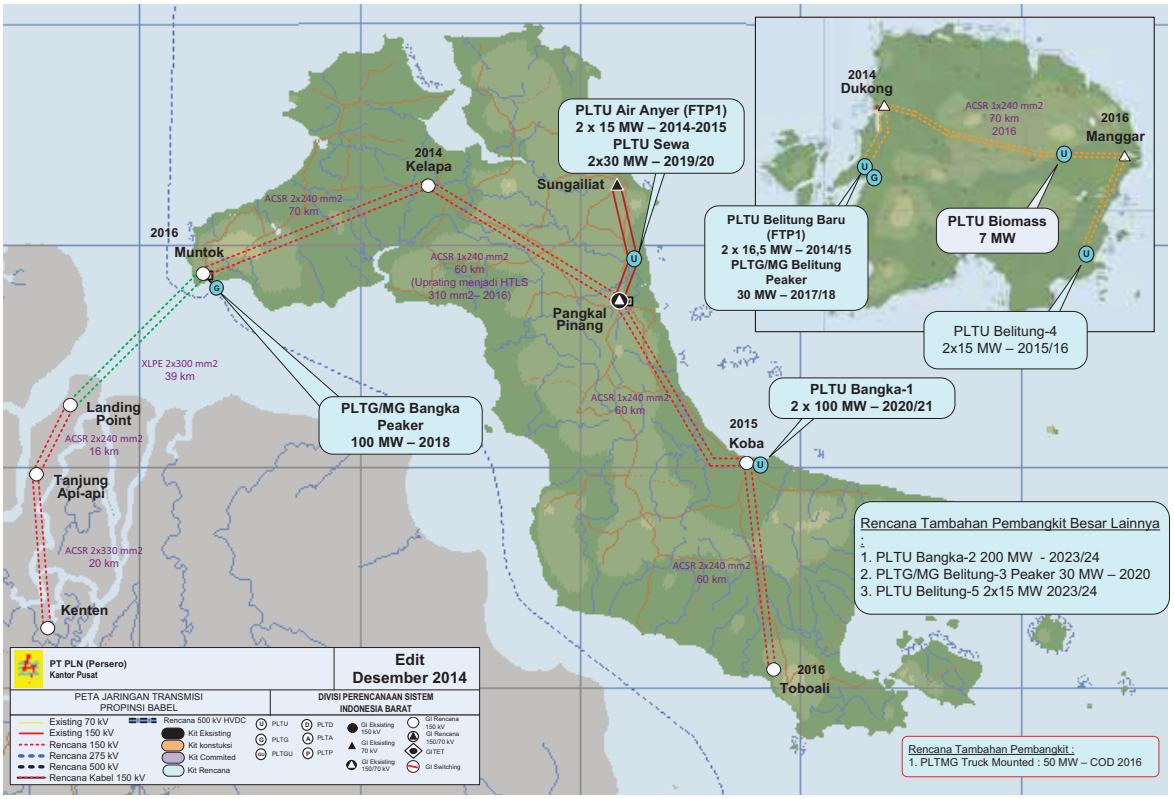
Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas, Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas, dan BBM.

Pengembangan Pembangkit

Selama ini Sistem Kelistrikan Provinsi Kepulauan Bangka Belitung memiliki dua sistem *Isolated* Besar yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung, dengan mempertimbangkan antara lain :

1. Sumber Energi di Provinsi Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Dimana kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Bangka Belitung harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas, dan BBM.
2. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.
3. Secara Geografis, Provinsi Bangka Belitung dekat dengan Pulau Sumatera, yang merupakan lumbung energi primer untuk Pembangkit Listrik dengan biaya operasi murah, terutama batubara, selain itu Pulau Sumatera juga berpotensi mempunyai surplus energi listrik.

Maka berdasarkan ketiga hal mendasar di atas, pendekatan pengembangan Sistem Kelistrikan Provinsi Bangka Belitung tidak lagi menggunakan pendekatan Sistem *Isolated* Besar terutama Pulau Bangka, di mana nantinya Sistem Bangka akan dihubungkan dengan sistem Sumatera seperti pada Gambar A5.2.



Gambar A5.2 Rencana Sistem Kelistrikan Bangka

Rencana pengembangan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Bangka Belitung sampai dengan tahun 2024 adalah seperti ditampilkan pada Tabel A5.4. berikut.

Tabel A5.4. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Air Anyer (FTP1)	PLTU	PLN	30	2015
2	Bangka *Peaker*-1	PLTG/MG	Swasta	2x50	2018
3	Bangka-1	PLTU	*Unallocated*	2x100	2020-2021
4	Bangka-2	PLTU	*Unallocated*	2x100	2023-2024
5	Belitung 4	PLTU	*Unallocated*	50	2021
6	Belitung 5	PLTMG	*Unallocated*	2x15	2023-2024
7	Belitung Baru (FTP1)	PLTU	PLN	16,5	2015
8	Belitung *Peaker*	PLTG/MG	Swasta	30	2018
9	MPP Bangka	PLTG/MG	PLN	50	2016
BABEL Total				**707**	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV seperti diperlihatkan pada Tabel A5.5.

Tabel A5.5. Pembangunan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Air Anyir	150/20 kV	*Extension*	60	2015
2	Kelapa	150/20 kV	*New*	30	2015
3	Koba	150/20 kV	*New*	30	2015
4	Pangkal Pinang	150/20 kV	*Extension*	4 LB	2015
5	Tj. Batu Itam	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Dukong	70/20 kV	*Extension*	30	2016
7	Kelapa	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2016
8	Manggar	70/20 kV	*New*	30	2016
9	Mentok	150/20 kV	*New*	30	2016
10	Pangkal Pinang	150/20 kV	*Extension*	30	2016
11	Sungai Liat	150/20 kV	*Extension*	60	2016
12	Toboali	150/20 kV	*New*	30	2016
13	Air Anyir	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
14	Kelapa	150/20 kV	*Extension*	60	2018
15	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	*New*	60	2018
16	Sungai Liat	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
17	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	*Extension*	60	2019
18	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	*Extension*	60	2019
19	Pangkal Pinang	150/20 kV	*Uprate*	60	2020
20	Dukong	70/20 kV	*Extension*	30	2021
21	Manggar	70/20 kV	*Extension*	30	2021
22	Air Anyir	150/20 kV	*Extension*	60	2022
23	Mentok	150/20 kV	*Extension*	60	2022
24	Pangkal Pinang	150/20 kV	*Uprate*	60	2022
25	Sungai Liat	150/20 kV	*Extension*	60	2023
26	Koba	150/20 kV	*Extension*	60	2024
27	Sungai Liat	150/20 kV	*Extension*	60	2024
Jumlah				**1.200**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 680 kms seperti ditampilkan pada Tabel A5.6.

Tabel A5.6. Pembangunan SUTT 150 kV & 70 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Dukong	Manggar	70 kV	2 cct. 1 Hawk	140	2016
2	Kelapa	Mentok	150 kV	2 cct. 2 Hawk	140	2016
3	Koba	Toboali	150 kV	2 cct. 1 Hawk	120	2016
4	Pangkal Pinang	Koba	150 kV	2 cct. 1 Hawk	120	2015
5	Tanjung Api-Api	Mentok	150 kV	3 cct. Under Sea Cable XLPE 300	90	2017
6	Tanjung Batu Itam	Manggar	70 kV	2 cct. 1 Hawk	70	2016
	Jumlah				**680**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 98 ribu pelanggan sampai dengan 2024 ataurata-rata 9,8 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 1.654 kms, JTR sepanjang 2.807 kms, gardu distribusí 260 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A5.7 berikut.

Tabel A5.7. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	309,1	389,9	50,1	9.053
2016	243,1	411,6	12,9	9.227
2017	315,5	377,1	13,5	9.415
2018	196,1	201,7	14,0	9.565
2019	153,3	272,1	14,6	9.731
2020	106,0	237,1	15,2	9.914
2021	80,5	219,4	14,4	10.089
2022	81,9	223,7	15,0	10.259
2023	83,3	232,3	15,7	10.451
2024	84,9	242,0	16,5	10.666
2015-2024	1.654	2.807	182,0	98.370

A5.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.8.

Tabel A5.8. Ringkasan

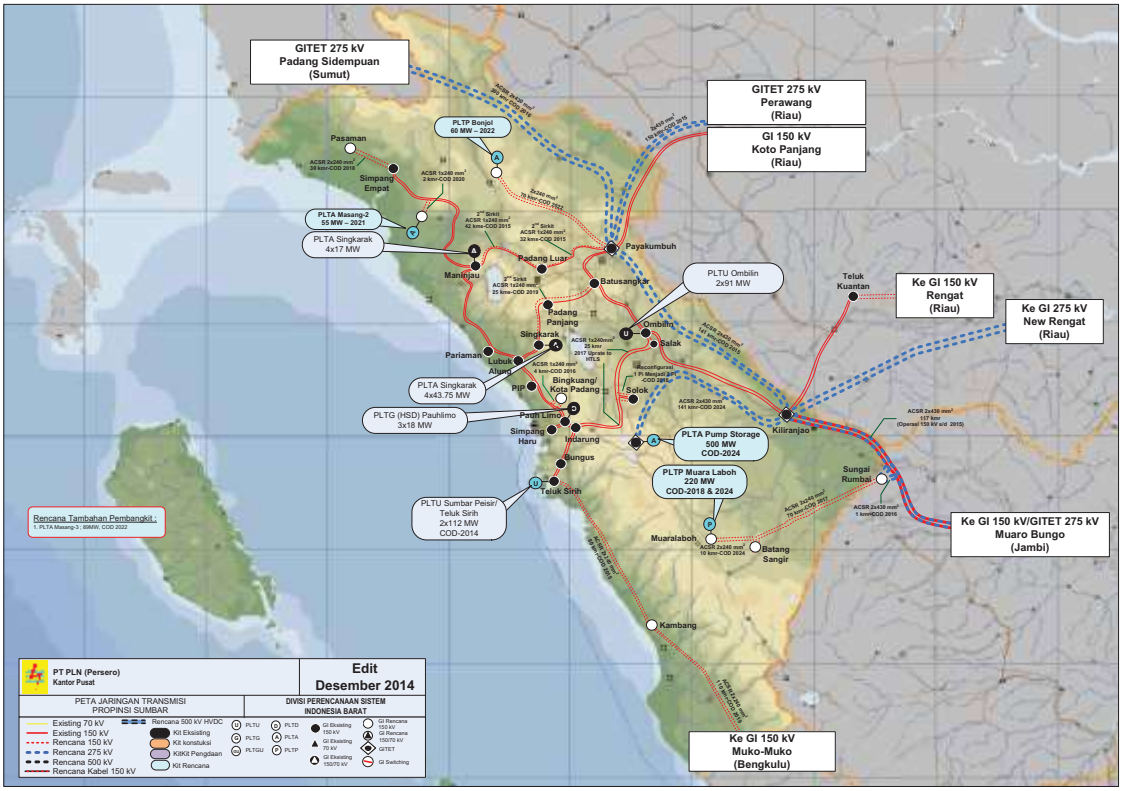
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	867	984	177	47	150	120	151,4
2016	967	1.097	197	50	210	470	104,7
2017	1.079	1.224	219	-	-	90	144,2
2018	1.206	1.366	244	130	240	-	118,8
2019	1.349	1.527	272	-	120	-	20,3
2020	1.511	1.709	304	100	60	-	160,8
2021	1.693	1.915	339	150	60	-	238,7
2022	1.900	2.147	379	-	180	-	29,5
2023	2.133	2.409	425	115	60	-	174,9
2024	2.396	2.706	476	115	120	-	181,7
Pertumbuhan/ Jumlah	12,0%	11,9%	11,6%	707	1.200	680	1.325

LAMPIRAN A.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikan Provinsi Sumatera Barat (diluar kepulauan Mentawai) berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 16 Gardu Induk dengan kapasitas total 834 MVA dan beban puncak sebesar 485 MW seperti yang terlihat pada Gambar A6.1.1



Gambar A6.1.1 Sistem Interkoneksi di Provinsi Sumatera Barat

Saat ini di Provinsi Sumatera Barat terdapat pembangkit-pembangkit besar sebagaimana ditunjukan pada Tabel A6.1.

Tabel A6.1 Kapasitas Pembangkit di Sistem Interkoneksi

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I	**Sektor Ombilin**				**438,5**	**436,5**
1	PLTU Ombilin # 1	PLTU	batubara	PLN	91,2	91,2
2	PLTU Ombilin # 2	PLTU	batubara	PLN	91,2	91,2
3	PLTG Pauh Limo # 1	PLTG	HSD	PLN	18,0	18,0

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
4	PLTG Pauh Limo # 2	PLTG	HSD	PLN	18,0	18,0
5	PLTG Pauh Limo # 3	PLTG	HSD	PLN	18,0	18,0
6	PLTD Sewa Pauh Limo KBT	PLTD	HSD	Sewa	40,0	40,0
7	PLTU Teluk Sirih # 1	PLTU	batubara	PLN	112,0	110,0
9	PLTD Sewa PIP	PLTD	HSD	Sewa	50,0	50,0
II	**Sektor Bukittinggi**				**253,5**	**253,5**
1	PLTA Maninjau # 1	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
2	PLTA Maninjau # 2	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
3	PLTA Maninjau # 3	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
4	PLTA Maninjau # 4	PLTA	Air	PLN	17,0	17,0
5	PLTA Batang Agam # 1	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
6	PLTA Batang Agam # 2	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
7	PLTA Batang Agam # 3	PLTA	Air	PLN	3,5	3,5
8	PLTA Singkarak # 1	PLTA	Air	PLN	43,8	43,8
9	PLTA Singkarak # 2	PLTA	Air	PLN	43,8	43,8
10	PLTA Singkarak # 3	PLTA	Air	PLN	43,8	43,8
11	PLTA Singkarak # 4	PLTA	Air	PLN	43,8	43,8
	Total				692,0	690,0

Sebagian besar pembangkit di subsistem Sumbar adalah jenis *hydro*, sehingga saat kondisi musim kering rawan terjadi defisit daya.

Untuk sistem kelistrikan *isolated* antara lain Kepulauan Mentawai, saat ini mempunyai beban puncak 1,9 MW yang dipasok dari beberapa PLTD berkapasitas kecil yang berjumlah 31 unit dan tersebar di 8 sentral PLTD dengan kapasitas terpasang seperti yang dijabarkan pada tabel A6.2

Beberapa daerah di Pesisir Selatan seperti sebagian Kambang, sebagian Balai Selasa, sebagian Lakuak, dan Lunang membentuk sistem-sistem *isolated* sendiri dengan beban puncak total sebesar 12.6 MW. Hal tersebut terjadi karena kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah akibat jauhnya jarak dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan (±260 km).

Selain itu Solok Selatan juga masih sistem *isolated* dengan sumber daya berasal dari PLTM Pinang Awan yang beroperasi paralel dengan sistem 20 kV untuk membantu menaikan tegangan di daerah tersebut mengingat jaraknya yang jauh dari GI Solok sebagai pemasok tenaga listrik daerah tersebut.

Tabel A6.2. Pembangkit di Sistem *Isolated*

No	Nama Pembangkit	Jenis	Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
Kepulauan Mentawai					2,8
1	Sikabaluan	PLTD	HSD	PLN	0,1
2	Sikakap	PLTD	HSD	PLN	0,4
3	Sipora	PLTD	HSD	PLN	0,1
4	Seay Baru	PLTD	HSD	PLN	0,1
5	Saumangayak	PLTD	HSD	PLN	0,2
6	Simalakopa	PLTD	HSD	PLN	0,0
7	Simalepet	PLTD	HSD	PLN	0,2
8	Tua Pejat	PLTD	HSD	PLN	1,6
Pesisir Selatan					7,3
1	Lakuak	PLTD	HSD	PLN	1,9
2	Balai Selasa	PLTD	HSD	PLN	0,6
3	Indra Pura	PLTD	HSD	PLN	1,3
4	Tapan	PLTD	HSD	PLN	0,9
5	Lunang	PLTD	HSD	PLN	2,2
6	Salido Kecil	PLTMH	Air	Swasta	0,3
Solok Selatan					0,4
1	Pinang Awan	PLTM	Air	PLN	0,4
Total *Isolated*					10,5

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Penjualan energy per-kelompok tarif tahun 2014 adalah seperti pada tabel A6.3 berikut.

Tabel A6.3 Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1.421	48,6
2	Komersial	418	14,3
3	Publik	254	8,7
4	Industri	831	28,4
Jumlah		2.923	100,0

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Sumatera Barat pada tahun 2015-2024 dapat dilihat pada Tabel A6.4.

Tabel A6.4 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,5	3.361	3.695	581	1.229.359
2016	6,8	3.724	4.091	641	1.285.684
2017	7,3	3.969	4.356	681	1.342.922
2018	7,5	4.269	4.682	730	1.400.966
2019	7,6	4.567	5.005	778	1.459.696
2020	7,4	4.884	5.350	830	1.515.869
2021	7,4	5.186	5.679	878	1.564.477
2022	7,4	5.519	6.041	932	1.588.453
2023	7,4	5.825	6.374	981	1.611.953
2024	7,4	6.157	6.734	1.033	1.634.914
Pertumbuhan	7,3%	7,0%	6,9%	6,6%	3,2%

A6.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Sumatera Barat antara lain batubara, panas bumi, dan tenaga air. Menurut informasi dari Bapeda Sumatera Barat, potensi batubara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan.

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, potensi panas bumi di Sumatera Barat adalah sekitar 908 MW dan berada di Muaralabuh – Kabupaten Solok Selatan dan di Talang - Kabupaten Solok.

Sedangkan potensi tenaga air tersebar hampir di Provinsi Sumatera Barat seperti terlihat pada Tabel A6.5.

Tabel A6.5 Potensi Tenaga Air

No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan
1	Pasaman	Bt. Pasaman	ROR	21.2	Pasaman
2	Sangir-2	Bt. Sangir	ROR	2.2	Solok
3	Sangir-3	Bt. Sangir	ROR	7.8	Solok
4	Sinamar-2	Bt. Sinamar	ROR	13.1	Tanah Datar
5	Masang-2	Bt. Masang	ROR	14.5	Agam
6	Tuik	Bt. Tuik	ROR	6.4	Pessel
7	Lanajan-2	Bt. Lengayang	ROR	3.1	Pessel
8	Lubuk-2	Bt. Rokan	ROR	4.6	Pasaman
9	Asik	Bt. Asik	RSV	1.7	Pasaman
10	Lubuk-4U	Bt. Lubuk	ROR	4.8	Pasaman
11	Sumpur-1U	Bt.Sumpur	RSV	2.7	Pasaman
12	Kampar KN-1	Bt. Kampar Kanan	RSV	29.4	50 Kota
13	Kampar KN-2	Bt. Kampar Kanan	RSV	8.6	50 Kota
14	Kapur-1	Bt. Kapur	RSV	10.6	50 Kota
15	Mahat-10	Bt. Mahat	RSV	12.6	50 Kota
16	Mahat-2U	Bt. Mahat	RSV	2.2	50 Kota
17	Sumpur-K1	Bt. Sumpur	RSV	8.1	S. Sijunjung
18	Palangki-1	Bt. Palangki	RSV	11.8	S. Sijunjung
19	Palangki-2	Bt. Palangki	RSV	17.9	S. Sijunjung
20	Sibakur	Bt. Sibakur	RSV	5.5	S. Sijunjung
21	Sibayang	Bt.Sibayang	RSV	15.0	Agam
22	Sukam	Bt. Sukam	RSV	19.4	S. Sijunjung
23	Kuantan-1	Bt. Kuantan	ROR	3.4	S. Sijunjung
24	Batanghari-2	Batanghari	RSV	22.2	Slk Selatan
25	Batanghari-3	Batanghari	RSV	34.8	Slk Selatan
26	Batanghari-5	Batanghari	ROR	6.7	Slk Selatan
27	Batanghari-6	Batanghari	ROR	10.1	Slk Selatan
28	Batanghari-7	Batanghari	ROR	6.9	Dhamasraya
29	Fatimah	Fatimah	ROR	2.8	Pasbar
30	Sikarbau	Sikarbau	ROR	2.4	Pasbar
31	Balangir	Balangir	ROR	0.4	Slk Selatan
32	Landai-1	Bt. Langir	ROR	6.8	Pessel
33	Sumani	Bt. Sumani	ROR	0.6	Solok
34	Guntung	Bt. Guntung	ROR	4.0	Agam
35	Sungai Putih	Bt. Lumpo	ROR	1.7	Pessel
36	Kerambil	Bt. Bayang Janiah	ROR	1.6	Pessel
37	Muaro Sako	Bt. Muaro Sako	ROR	3.0	Pessel
38	Induring	Bt. Jalamu	ROR	2.2	Pessel
39	Palangai-3	Bt. Palangai	ROR	4.1	Pessel
40	Kambang-1	Bt. Kambang	ROR	5.5	Pessel
41	Kapas-1	Bt. Tumpatih	ROR	8.1	Pessel
42	Landai-2	Bt. Air Haji	ROR	7.1	Pessel
43	Sumpur-K2	Bt. Sumpur	ROR	4.2	Tanah Datar
44	Lawas-1D	Bt. Lawas	RSV	11.2	S. Sijunjung
45	Gumanti-1	Bt. Gumanti	ROR	5.9	Solok
46	Sikiah-1	Bt.Gumanti	RSV	30.4	Solok
47	Sikiah-2	Bt Sikiah	RSV	18.0	Solok

PengembanganPembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik hingga tahun 2024 direncanakan pengembangan pembangkit di Sumatera Barat berkapasitas total924 MW dan transfer energi dengan sistem interkoneksi Sumatera.

Pengembangan pembangkit interkoneksi di Sumatera Barat ditampilkan pada Tabel A6.6.

Tabel A6.6 Pengembangan Pembangkit di Sistem Interkoneksi dan *Isolated*

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Bonjol (FTP2)	PLTP	Swasta	60	2022
2	Masang-2 (FTP2)	PLTA	PLN	55	2021
3	Masang-3	PLTA	*Unallocated*	89	2022
5	Muara Laboh (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2018- 2024
6	Sumatera Pump Storage	PLTA	PLN	500	2024
SUMBAR Total				924	

Selain itu PLN juga sedang menjalin kerjasama dengan Pemda dan swasta untuk mengembangkan pembangkit hidro skala kecil dan menengah seperti terlihat pada Tabel A6.7.

Tabel A6.7 Pengembangan Pembangkit Hidro Skala Kecil

No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status	No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Salido Kecil	Pessel	0.60	2012	Operasi	18	Pinti Kayu	Solok	10.00	2016	Proses PPA
2	Mangani	50 kota	1.17	2013	Konstruksi	19	Batang Anai	Pd Pariaman	3.20	2016	Proses PPA
3	Napal Melintang	Kerinci	0.58	2013	Konstruksi	20	Batang Sangir	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
4	Lubuk Gadang	Solok Sltn	7.50	2013	Konstruksi	21	Hydro power	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
5	Guntung	Agam	4.00	2015	Konstruksi	22	Sangir 1	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
6	Lubuk Sao II	Agam	2.60	2015	Konstruksi	23	Sungai Garam Hydro	Solok Sltn	10.00	2017	Proses PPA
7	Bayang	Pessel	4.50	2015	Sudah PPA	24	Gunung Tujuh	Kerinci	8.00	2017	Proses PPA
8	Tarusan	Pessel	3.20	2015	Sudah PPA	25	Tuik	Pessel	6.42	2016	Proses PPA
9	Lintau 1	Tanah Datar	9.00	2015	Sudah PPA	26	Muara Sako	Pessel	3.00	2016	Proses PPA
10	Gumanti-3	Solok	6.45	2015	Sudah PPA	27	Kerambil	Pessel	1.40	2016	Proses PPA
11	Induring	Pessel	1.20	2015	Sudah PPA	28	Gumanti 1	Solok	4.00	2016	Proses PPA
12	Batang Sumpur	Pasaman	8.00	2016	Proses PL	29	Batang Samo	50 kota	7.00	2016	Proses PPA
13	Bukit Cubadak	50 kota	9.21	2016	Proses PL	30	Alahan Panjang	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
14	Patimah	Pasaman	2.80	2016	Proses PL	31	Kambahan	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
15	Sianok Duku	Agam	6.60	2016	Proses PL	32	Rabi Jonggor	Pasaman Brt	9.50	2016	Proses PPA
16	laruang Gosan	50 kota	4.00	2016	Proses PL	33	Sungai Aur	Pasaman Brt	2.30	2016	Proses PPA
17	Siamang Bunyi	50 kota	1.70	2016	Proses PL	34	Sikarbau	Pasaman Brt	2.40	2016	Proses PPA

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI di Provinsi Sumatera Barat sampai dengan tahun 2024 berupa GI 275 kV dan GI 150 kV yang diperlihatkan pada Tabel A6.8 dan Tabel A6.9.

Tabel A6.8Pembangunan GI 275 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Kiliranjao	275 kV	*Extension*	0	2015
2	Kiliranjao	275 kV	*Extension*	0	2015
3	Kiliranjao	275 kV	*Extension*	0	2024
4	Kiliranjao	275/150 kV	*Extension*	250	2015
5	Kiliranjao	275/150 kV	*New*	250	2015
6	*New* Padang Sidempuan	275 kV	*Extension*	0	2016
7	Payakumbuh	275 kV	*Extension*	0	2016
8	Payakumbuh	275 kV	*Extension*	2 LB	2016
9	Payakumbuh	275/150 kV	*New*	250	2015
10	Sungai Rumbai	275/150 kV	*New*	500	2016
				1.250	

Tabel A6.9 Pengembangan GI 150 kV Baru

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Bangko	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
2	Kambang	150/20 kV	*New*	30	2015
3	Padang Luar	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
4	Padang Panjang	150/20 kV	*Extension*	30	2015
5	Payakumbuh	150/20 kV	*Extension*	2x30	2015
6	PIP	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
7	PLTU Teluk Sirih	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
8	Simpang Empat	150/20 kV	*Extension*	20	2015
9	Sungai Penuh	150/20 kV	*New*	30	2015
10	Sungai Penuh (TB)	150/20 kV	*Extension*	30	2015
11	Batusangkar	150/20 kV	*Extension*	20	2016
12	Bingkuang/GIS Kota Padang	150/20 kV	*Extension*	80	2016
13	Bingkuang/GIS Kota Padang	150/20 kV	*New*	80	2016
14	Bungus	150/20 kV	*Extension*	30	2016
15	Maninjao	150/20 kV	*Extension*	60	2016
16	Simpang Haru	150/20 kV	*Extension*	60	2016
17	Sungai Rumbai/Gunung Medan	150/20 kV	*New*	60	2016
18	Kiliranjao	150/20 kV	*Extension*	30	2017
19	Muaralaboh/Batang Sangir	150/20 kV	*New*	60	2017
20	Payakumbuh	150/20 kV	*Extension*	60	2017
21	PIP	150/20 kV	*Extension*	60	2017
22	Solok	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
23	Sungai Rumbai/Gunung Medan	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
24	Muaralaboh/Batang Sangir	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
25	Pasaman	150/20 kV	*New*	60	2018
26	Simpang Empat	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
27	Kambang	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
28	Pariaman	150/20 kV	*Extension*	2x60	2021
29	Padang Luar	150/20 kV	*Extension*	60	2022
30	Simpang Haru	150/20 kV	*Uprate*	160	2023
31	Payakumbuh	150 kV	*Extension*	2 LB	2024
32	Salak	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
		Jumlah		**1.320**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, diperlukan juga pengembangan transmisi 275 kV sepanjang 1.124 kms dan transmisi 150 kV sepanjang 633 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A6.10 dan Tabel A6.11.

Tabel A6.10 Pembangunan Transmisi 275 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2 cct. 2 Zebra	282	2015
2	Kiliranjao	PLTA Pump Storage 2	275 kV	2 cct. 2 Zebra	240	2024
3	*New* Padang Sidempuan	Payakumbuh	275 kV	2 cct. 2 Zebra	600	2016
4	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275 kV	4 cct. 2 Zebra	2	2016
	Jumlah				**1.124**	

Tabel A6.3.7 Pembangunan Transmisi 150 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Batang Sangir	PLTP Muara Laboh	150 kV	2 cct. 2 Hawk	20	2018
2	GI Bingkuang/GIS Kota	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	8	2016
3	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 2nd cct. 1 Hawk	42	2015
4	Masang-2	Inc. 1 Pi (Maninjau-Simpang Empat)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	4	2020
5	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 2nd cct. 1 Hawk	32	2015
6	Pasaman	Simpang Empat	150 kV	2 cct. 2 Hawk	60	2018
7	Payakumbuh	PLTP Bonjol	150 kV	2 cct. 2 Hawk	140	2021
8	PLTU Sumbar Pesisir/Teluk Sirih	Kambang	150 kV	2 cct. 2 Hawk	160	2015
9	Singkarak	Batusangkar	150 kV	1 2nd cct. 1 Hawk	25	2019
10	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	2	2018
11	Sungai Rumbai	Batang Sangir	150 kV	2 cct. 2 Hawk	140	2017
	Jumlah				**633**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 491 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2024, atau rata-rata 49,1 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 4.415 kms, JTR sekitar 4.399 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 776 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.12.

Tabel A6.12 Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	373,9	424,1	81,4	68.103
2016	465,4	438,0	72,8	50.547
2017	440,9	476,2	74,7	51.362
2018	439,3	447,7	79,5	52.066
2019	442,9	430,9	81,4	52.652
2020	434,1	430,0	79,5	53.500
2021	433,2	414,0	72,7	46.005
2022	429,5	409,1	74,7	22.214
2023	421,4	403,1	62,2	21.762
2024	413,3	405,6	64,1	21.263
2015-2024	4.415,0	4.399,3	776,0	490.611

A6.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Sumatera Barat sampai tahun 2024 diberikan padaTabel A6.13

Tabel A6.13 Ringkasan

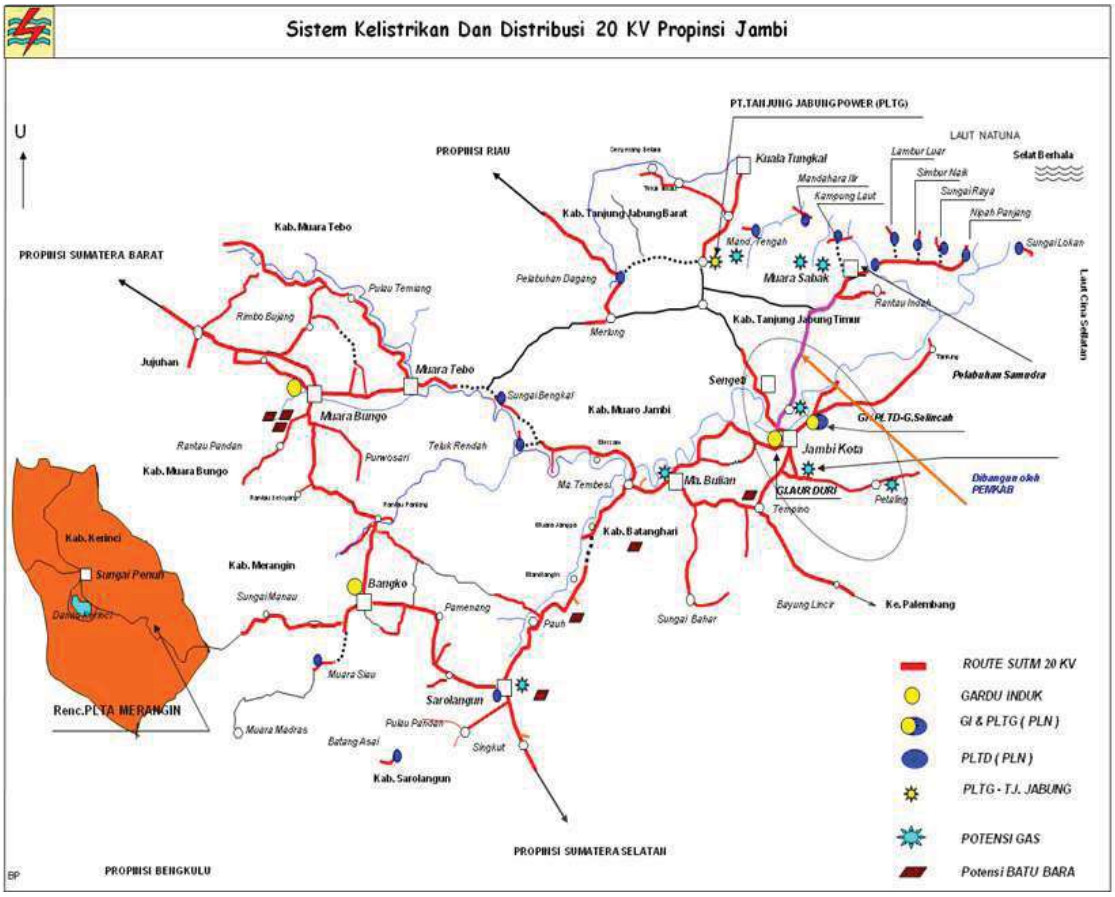
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	3.361	3.695	581	-	1,010	516	208
2016	3.724	4.091	641	-	390	610	210
2017	3.969	4.356	681	-	210	140	81
2018	4.269	4.682	730	70	60	82	225
2019	4.567	5.005	778	-	-	25	56
2020	4.884	5.350	830	-	-	4	60
2021	5.186	5.679	878	55	120	-	145
2022	5.519	6.041	932	149	60	140	338
2023	5.825	6.374	981	-	160	-	68
2024	6.157	6.734	1.033	650	60	240	1.373
Pertumbuhan/ Jumlah	7,0%	6,9%	6,6%	924	2,070	1.757	2.764

LAMPIRAN A.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI JAMBI

A7.1. KONDISI SAAT INI

Jumlah beban puncak *non-coincident* system kelistrikan Provinsi Jambi (interkoneksi dan *isolated*) saat ini sebesar 301 MW dan dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dengan 5 GI, yaitu GI Aur Duri, GI Payo Selincah, GI Muara Bulian, GI Muara Bungo, GI Bangko, dan GI Sei Gelam. Peta jaringan distribusi Provinsi Jambiseperti ditunjukkan pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Distribusi di Provinsi Jambi

Kapasitas pembangkit *eksisting* di Provinsi Jambi adalah sekitar 359,5 MW seperti ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I	***Sektor Jambi***				334.5	334.5
1	PLTD Payo Selincah # 1	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
2	PLTD Payo Selincah # 2	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
3	PLTD Payo Selincah # 3	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
4	PLTD Payo Selincah # 4	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
5	PLTD Payo Selincah # 5	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
6	PLTD Payo Selincah # 6	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
7	PLTD Payo Selincah # 7	PLTD	HSD	PLN	5.2	5.2
8	PLTG Batang Hari # 1	PLTG	Gas	PLN	30.0	30.0
9	PLTG Batang Hari # 2	PLTG	Gas	PLN	30.0	30.0
10	PLTG Batang Hari # 3 (Sewa)	PLTG	Gas	PLN	18.0	18.0
11	PLTG BOT Payo Selincah # 1	PLTG	Gas	PLN	50.0	50.0
12	PLTG BOT Payo Selincah # 2	PLTG	Gas	PLN	50.0	50.0
13	PLTG SUNGAI GELAM (CNG)	PLTG	Gas	PLN	90.0	90.0
14	PLTMG SEWA # 1 30 MW	PLTG	Gas	Sewa	30.0	30.0
II	***IPP / Lain-Lain***				25.0	22.0
1	PLTMG Sei Gelam (Sewa S2JB)	PLTMG	Gas	Sewa	15.0	12.0
2	PLTU Bio Masa (Jambi)	PLTU	Biomas	PLN	10.0	10.0
	Total				359.5	356.5

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A7.2.

Tabel A7.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	984	65,9
2	Komersial	297	19,9
3	Publik	102	6,8
4	Industri	112	7,5
	Jumlah	1.494	100.0

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi. pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 dapat dilihat pada Tabel A7.3.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	8,3	1.666	1.836	328	653.016
2016	8,7	1.859	2.047	365	703.768
2017	9,3	2.081	2.288	407	755.870
2018	9,5	2.329	2.559	454	782.963
2019	9,7	2.605	2.858	506	810.973
2020	9,4	2.899	3.178	561	839.489
2021	9,4	3.220	3.528	621	856.908
2022	9,4	3.571	4.007	686	874.494
2023	9,4	3.955	4.436	758	892.371
2024	9,4	4.375	4.904	835	910.445
Pertumbuhan	9,3%	11,3%	11,5%	11,0%	3,8%

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Provinsi Jambi terdiri dari batubara, gas dan tenaga air. Berdasarkan informasi dari Pemerintah Provinsi Jambi, potensi batubara yang layak ditambang adalah 779 juta ton dengan nilai kalori rata-rata 5.715 kkal/kg yang tersebar di seluruh daerah kabupaten kecuali Kabupaten Kerinci. Potensi gas terdapat di Kabupaten Tanjung Jabung dan Kabupaten Muaro Jambi dan potensi tenaga air terdapat di Kabupaten Merangin (sungai Merangin dan sungai Batang Air Batu).

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024 di Jambi direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan pembangkit di Jambi dan di daerah lain pada sistem interkoneksi Sumatera. Adapun pembangkit yang direncanakan berada di Provinsi Jambi mempunyai kapasitas total 1.890 MW seperti ditampilkan pada Tabel A7.4.

Tabel A7. 4 Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Truck Mounted Tanjung Jabung Timur	PLTG/MG	PLN	100	2016
2	Batanghari	PLTGU	PLN	30	2017
3	Jambi *Peaker*	PLTG/MG	PLN	100	2017
4	Jambi	PLTU	Swasta	2x600	2019
5	Merangin	PLTA	Swasta	2x175	2021-2022
6	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP	PLN	2x55	2024
	JAMBI Total			**1.890**	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

PengembanganGI

Sampai dengan tahun 2024 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan *extension* GI *existing* sebesar 1.080 MVA dan GITET sebesar 2.500 MVA seperti pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

Tabel A7.5. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA)	COD
1	Bangko	275 kV	*Extension*	Reaktor	2015
2	Bangko	275/150 kV	*Extension*	250	2015
3	Bangko	275/150 kV	*New*	250	2015
4	Muaro Bungo	275 kV	*Extension*	Reaktor	2015
5	Muaro Bungo	275/150 kV	*Extension*	250	2015
6	Muaro Bungo	275/150 kV	*New*	250	2015
7	*New* Aur Duri	275/150 kV	*New*	500	2015
8	Jambi 2	500/275 kV	*New*	1000	2017
9	Jambi 1	500 kV	*New*	0	2019
	Jumlah			**2.500**	

Tabel A7.6. Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Muara Bulian	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
2	Muaro Bungo	150/20 kV	*Extension*	60	2015
3	*New* Aurduri/Seibertam	150/20 kV	*New*	120	2015
4	Sabak	150/20 kV	*New*	30	2015

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
5	Sarolangun	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Seigelam	150/20 kV	*Extension*	60	2015
7	Sarolangun	150/20 kV	*Extension*	60	2016
8	Tebo	150/20 kV	*New*	60	2016
9	Payoselincah (line Bay GIS)	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
10	Seigelam	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
11	Aur Duri	150/20 kV	*Uprate*	30	2018
12	Bangko	150/20 kV	*Extension*	60	2018
13	GIS Kasang	150/20 kV	*New*	120	2018
14	Kuala Tungkal	150/20 kV	*New*	60	2018
15	Sabak	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
16	Tebo	150/20 kV	*Extension*	60	2018
17	Sungai Penuh	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
18	Kuala Tungkal	150 kV	*Extension*	2 LB	2020
19	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	*New*	30	2020
20	Tebo	150 kV	*Extension*	2 LB	2020
21	GIS Payo Selincah 2	150/20 kV	*New*	60	2021
22	Muara Bungo	150/20 kV	*Extension*	60	2022
23	Bangko	150/20 kV	*Extension*	60	2023
24	GIS Payo Selincah 2	150/20 kV	*Extension*	60	2023
25	Sabak	150/20 kV	*Extension*	60	2024
Jumlah				**1.080**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatera, diperlukan pengembangan transmisi 150 KV, 275 KV dan 500 kV seperti ditampilkan dalam Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

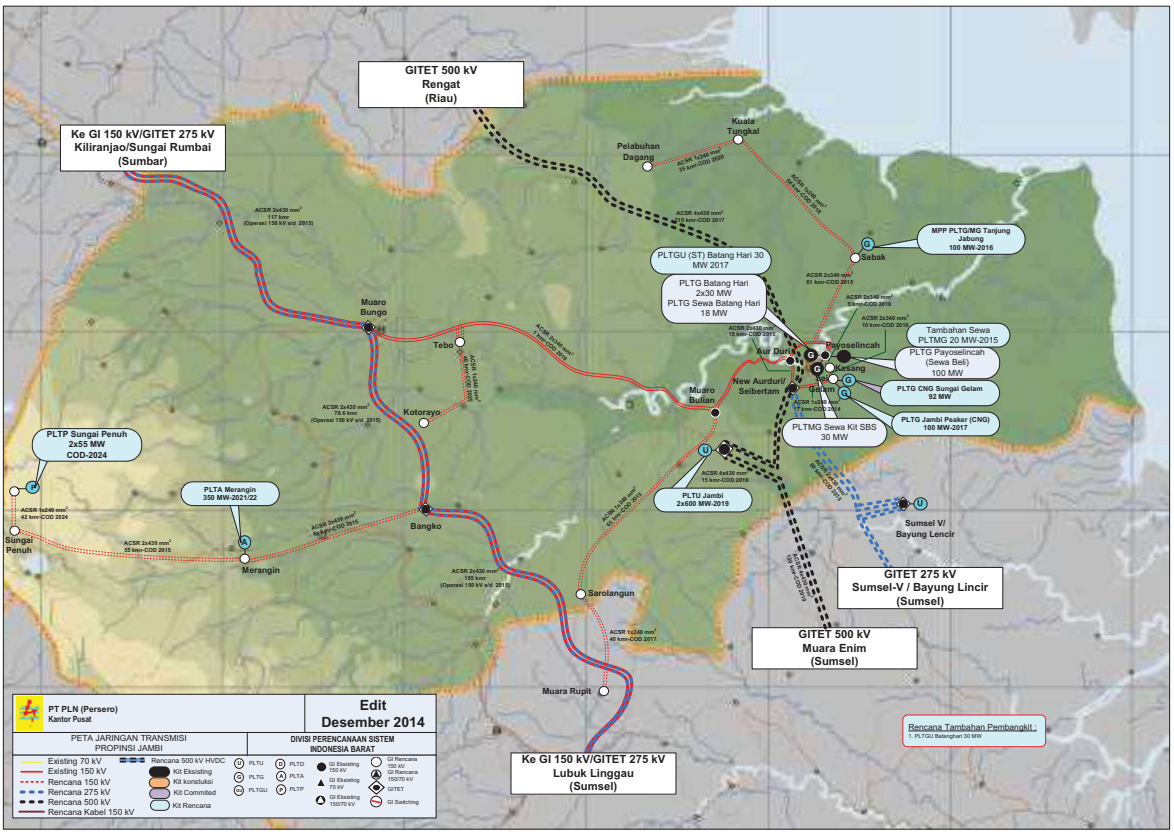
Tabel A7.7. Pembanguan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bangko	PLTA Merangin	150 kV	2 cct. 2 Zebra	136	2015
2	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	2 cct. 1 Hawk	130	2015
3	Muara Sabak	Inc. 1 Pi (Payo Selincah - Aur Duri)	150 kV	2 cct. 2 x 340 mm2	122	2015
4	*New* Aur Duri	2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam)	150 kV	2 cct. 2 Zebra	30	2015
5	PLTA Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct. 2 Zebra	110	2015
6	Tebo	Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian)	150 kV	2 cct. 2 x 340 mm2	1	2016
7	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	2 cct. 1 Hawk	80	2017
8	Kasang	Inc. 2 Pi (Payoselincah-Sei Gelam)	150 kV	2 cct. 2 x 340 mm2	10	2018
9	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct. 1 Hawk	109	2018
10	*New* Aur Duri (*Uprate*)	Sei Gelam (*Uprate*)	150 kV	2 cct. HTLS 310 mm2	20	2018
11	Payo Selincah	Sei Gelam	150 kV	2 cct. 2 x 340 mm2	20	2018
12	Pelabuhan Dagang	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct. 1 Hawk	70	2020
13	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct. 1 Hawk	84	2024
	Jumlah				**921**	

Tabel A7.8. Pembangunan Transmisi 275 dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	*New* Aur Duri	275 kV	2 cct. 2 Zebra	120	2015
2	Jambi 2	Riau 1	500 kV	2 cct. 4 Zebra	420	2017
3	Sumsel 1	Jambi 2	500 kV	2 cct. 4 Zebra	240	2019
	Jumlah				**780**	

Peta sistem kelistrikan Provinsi Jambi diperlihatkan pada Gambar A7.2.



Gambar A7.2. Peta Jaringan Provinsi Jambi

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik akan dilakukan penambahan pelanggan baru sebanyak 329 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024 atau rata-rata 32,9 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM4.611 kms, JTR sekitar 1.682 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 358 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A7.9.

Tabel A7.9. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	314,0	165,7	31,9	37.411
2016	325,8	170,3	34,2	56.529
2017	366,2	176,4	34,1	57.979
2018	405,4	167,8	34,1	33.070
2019	445,1	171,4	35,3	34.088
2020	471,8	165,3	35,2	31.189
2021	509,3	165,2	34,9	20.023
2022	548,9	164,2	37,0	19.348
2023	590,5	169,2	39,3	19.615
2024	634,3	166,4	41,6	19.771
2015-2024	4.611,2	1.682,0	357,6	329.024

A7.4. SISTEM*ISOLATED*

Provinsi Jambi masih memiliki 6 PLTD berbahan bakar minyak, yaitu PLTD Pelabuhan Dagang, PLTD Sungai Lokan, PLTD Mendahara Tengah, dan PLTD Kuala Tungkal, PLTD Batang Asai, dan PLTD Sarolangun serta satu pembangkit IPP berbahan bakar gas yang beroperasi di Kabupaten Tanjung Jabung kapasitas terpasang 7,2 MW.

Tabel A7.10. Pembangkit pada Sistem *Isolated*

No	Nama Pembangkit	Jenis	Kapasitas (MW)	Pemilik
1	Pelabuhan Dagang	PLTD	6,4	PLN
2	Sungai Lokan	PLTD	1,2	PLN
3	Mendahara Tengah	PLTD	0,4	PLN
4	Kuala Tungkal	PLTD	3,5	PLN
5	Batang Asai	PLTD	0,8	PLN
6	Sarolangun	PLTD	3,0	PLN
7	Tanjung Jabung Power	PLTMG	7,2	Swasta
	Total		22,5	

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan interkoneksi sistem *isolated* dengan *Grid* Sumatera.

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam Tabel A7.11.

A7.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Jambi sampai tahun 2024 diberikan padaTabel A7.11

Tabel A7.11. Ringkasan

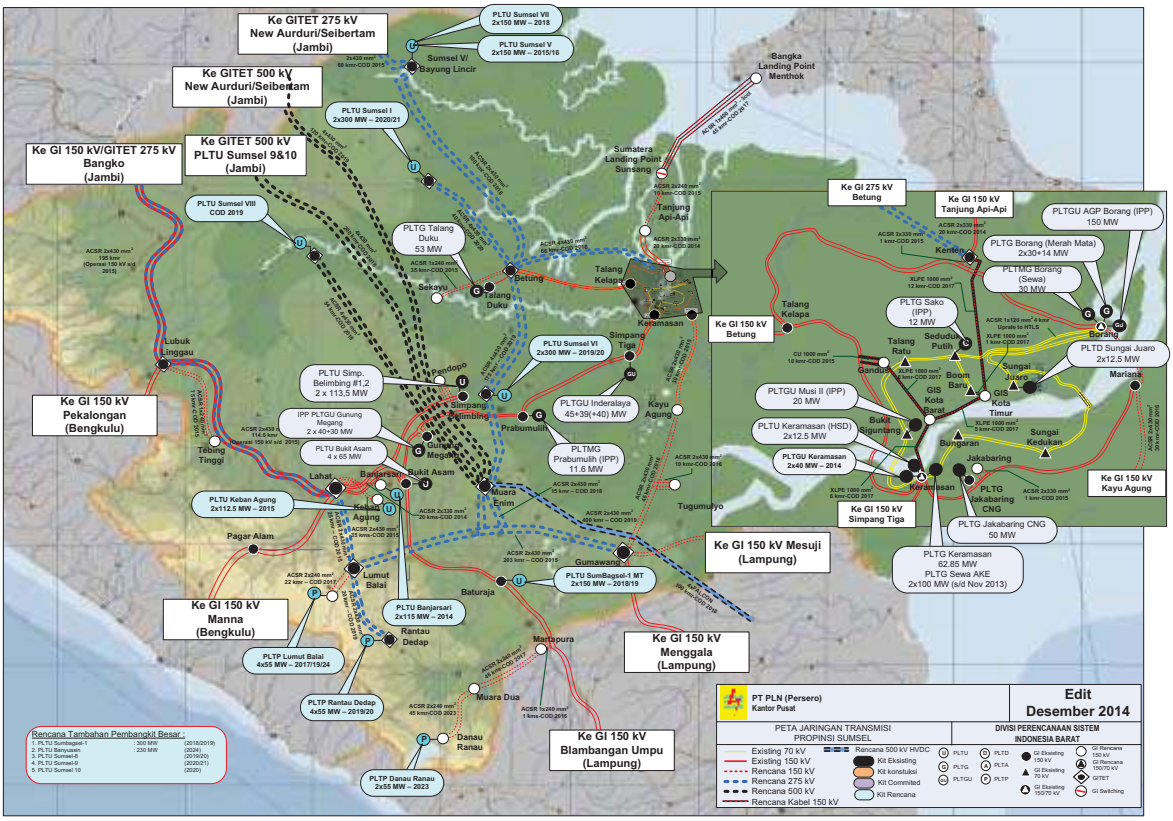
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	1.666	1.836	328	-	1.800	648	229,0
2016	1.859	2.047	365	100	120	1	90,6
2017	2.081	2.288	407	130	-	500	274,6
2018	2.329	2.559	454	-	330	159	98,5
2019	2.605	2.858	506	1.200	-	240	1,670,8
2020	2.899	3.178	561	-	30	70	34,0
2021	3.220	3.528	621	175	60	-	298,3
2022	3.571	4.007	686	175	60	-	296,4
2023	3.955	4.436	758	-	120	-	34,8
2024	4.375	4.904	835	110	60	84	211,6
Pertumbuhan/ Jumlah	11,3%	11,5%	11,0%	1.890	2.580	1.701	3.238,7

LAMPIRAN A.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan Sumatera Selatan saat ini sebesar 869 MW dipasok dari pembangkit yang terinterkoneksi melalui *Grid* 150 kV dan 70 kV. Untuk sistem *isolated* yang lokasinya tersebar dipasok dari pembangkit IPP dan PLTD.



Gambar A8.1. Peta Kelistrikan Provinsi Sumatera Selatan

Pembangkit yang memasok Provinsi Sumsel diberikan padaTabel A8.1.

Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Terpasangs/d2014

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kap. Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I	***Sektor Keramasan***				660,5	660,5
1	PLTG Keramasan # 1	PLTU	HSD	PLN	11,8	11,8
2	PLTG Keramasan # 2	PLTU	HSD	PLN	11,8	11,8
3	PLTG Keramasan # 3	PLTG	Gas	PLN	21,4	21,4
4	PLTG Keramasan # 4	PLTG	Gas	PLN	18,0	18,0
7	PLTGU Keramasan # 1	PLTG	HSD	Sewa	80,0	80,0
8	PLTGU Keramasan # 2	PLTG	HSD	Sewa	80,0	80,0
9	PLTGU Indralaya GT 1.1	PLTGU	Gas	PLN	45,0	45,0
10	PLTGU Indralaya GT 1.2	PLTGU	Gas	PLN	39,0	39,0
11	PLTGU Indralaya ST 1.0	PLTGU	Gas	PLN	40,0	40,0
12	PLTG BOT Borang (LM 6000) # 1	PLTGU	Gas	PLN	30,0	30,0
13	PLTG BOT Borang (LM 6000) # 2	PLTG	Gas	PLN	30,0	30,0
14	PLTG Borang LM 2000	PLTG	Gas	PLN	14,0	14,0
15	PLTMG Sewa Navigat Borang	PLTG	Gas	PLN	30,0	30,0
17	PLTG Talang Duku # 1 / FRAME 5	PLTG	Gas	PLN	20,0	20,0
18	PLTG Talang Duku # 2 / LM2500 BOT	PLTG	Gas	PLN	35,1	35,1
19	PLTG Talang Duku # 3 / TM2500 BOT	PLTG	Gas	PLN	21,5	21,5
20	PLTG Jakabaring #1 (Eks Merahmata TM #1)	PLTG	Gas	PLN	20,0	20,0
21	PLTG Jakabaring #2 (Eks Merahmata TM #2)	PLTG	CNG	PLN	20,0	20,0
22	PLTG Jakabaring #3 (Eks Paya Pasir)	PLTG	CNG	PLN	18,0	18,0
23	PLTD Sungai Juaro # 1	PLTG	CNG	PLN	12,5	12,5
24	PLTD Sungai Juaro # 2	PLTD	HSD	PLN	12,5	12,5
25	PLTMG Sewa Keramasan	PLTD	HSD	PLN	50,0	50,0
II	***Sektor Bukit Asam***				260,0	227,0
1	Bukit Asam # 1	PLTU	Batubara	PLN	65.0	58.0
2	Bukit Asam # 2	PLTU	Batubara	PLN	65.0	58.0
3	Bukit Asam # 3	PLTU	Batubara	PLN	65.0	56.0
4	Bukit Asam # 4	PLTU	Batubara	PLN	65.0	55.0
III	***IPP / Lain-Lain***				561,4	535,6
3	PLTGU AGP Borang	PLTGU	Gas	IPP	150,0	150,0
4	PLTG Gunung Megang # 1	PLTG	Gas	IPP	40,0	40,0
5	PLTG Gunung Megang # 2	PLTG	Gas	IPP	40,0	40,0
6	PLTG Gunung Megang ST	PLTG	Gas	IPP	30,0	30,0
7	PLTU Simpang Belimbing # 1	PLTU	Batubara	IPP	113,5	113,5
8	PLTU Simpang Belimbing # 2	PLTU	Batubara	IPP	113,5	113,5
9	PLTGU Musi II (Sewa Wilayah S2JB)	PLTGU	Gas	IPP	20,8	19,0
10	PLTMG Prabumulih (Sewa Wilayah S2JB)	PLTG	Gas	IPP	11,6	11,6
11	PLTMG Sako (Sewa Wilayah S2JB)	PLTG	Gas	IPP	12,0	12,0
12	PLTU PT BA	PLTU	Batubara	Excess	30,0	6,0
	Total				1.481,9	1.423,1

Kota Palembang dipasok dari ring transmisi 70 kV dan ring transmisi 150 kV, dengan 4 trafo IBT 150/70 kV yang berada di GI Borang dan GI Keramasan dengan kapasitas 400 MVA. Gardu induk terpasang di Provinsi Sumatera Selatan sebanyak 21 GI dengan total kapasitas trafo 932 MVA, terdiri dari 8 GI 70/20 kV dan 13 GI 150/20 kV.

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI SUMATERA SELATAN

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada Tabel A8.2.

Tabel A8.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	2.376	58,2
2	Komersil	698	17,1
3	Publik	307	7,5
4	Industri	704	17,2
Jumlah		4.085	100

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk, dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 seperti pada Tabel A8.3.

Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,3	4.618	5.123	878	1.616.459
2016	6,6	5.129	5.684	967	1.724.332
2017	7,0	5.714	6.324	1.067	1.872.136
2018	7,2	6.382	7.055	1.182	1.992.411
2019	7,3	7.144	7.889	1.312	2.094.939
2020	7,1	8.005	8.834	1.459	2.211.121
2021	7,1	8.988	9.913	1.583	2.264.584
2022	7,1	10.113	11.147	1.708	2.325.287
2023	7,1	11.405	12.564	1.912	2.396.103
2024	7,1	12.895	14.198	2.147	2.481.065
Pertumbuhan	7,0%	12,1%	12,0%	10,5%	4,9%

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

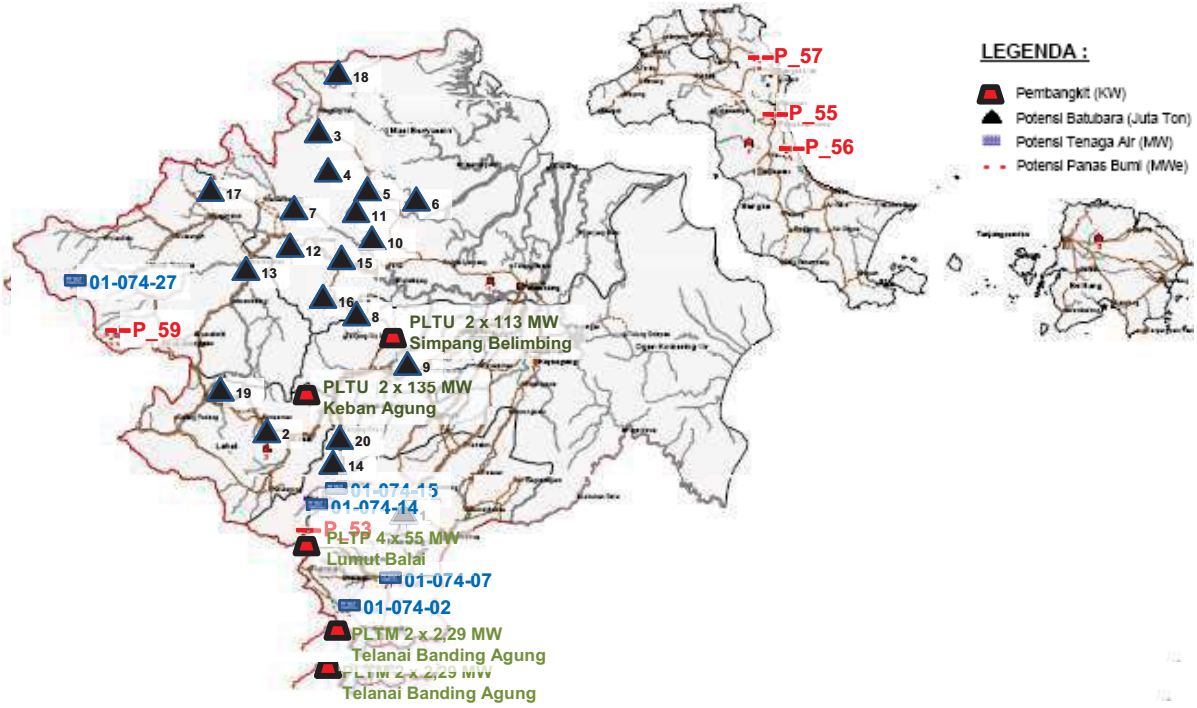
Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di provinsi ini sangat banyak berupa batubara, gas bumi, minyak bumi, panas bumi dan gas metan batubara (CBM), sebagaimana diperlihatkan pada Tabel A8.4.

Tabel A8.4. Potensi Sumber Energi

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 MW	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



Gambar A8.2. Peta Potensi Sumber Energi di Provinsi Sumatera Selatan

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 3.105 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A8.5.

Tabel A8.5. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Banyuasin	PLTU	Swasta	115	2024
2	Danau Ranau (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2023
3	Keban Agung	PLTU	Swasta	2 x 112,5	2015
4	Lumut Balai (FTP2)	PLTP	Swasta	4 x 55	2017- 2019 - 2024
5	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP	Swasta	2 x 110	2019 - 2020
6	Sumbagsel-1	PLTU	Swasta	2 x 150	2018 - 2019
7	Sumsel-1	PLTU	Swasta	2 x 300	2020 - 2021
8	Sumsel-5	PLTU	Swasta	2 x 150	2015 - 2016
9	Sumsel-6	PLTU	Swasta	2 x 300	2019 - 2020
10	Sumsel-7	PLTU	Swasta	2 x 150	2018
11	Sumsel-8	PLTU	Swasta	2 x 600	2019
12	Sumsel-9	PLTU	Swasta	2 x 600	2020 - 2021
13	Sumsel-10	PLTU	Swasta	1x 600	2020
	SUMSEL Total			**3.105**	

Pengembangan PLTU Mulut Tambang di Provinsi Sumatera selatan akan dilaksanakan oleh swasta (IPP), yaitu:

1. PLTU Sumbagsel-1 MT dengan kapasitas 2x150 MW, titik koneksi *radial* ke GI 150 kV Baturaja.
2. PLTU Sumsel-1 MT dengan kapasitas 2x300 MW, titik koneksi *radial* ke GITET 275 kV Betung.
3. PLTU Sumsel-6 MT dengan kapasitas 2x300 MW, titik *double phi* koneksi ke GITET 275 kV Muara Enim dan Betung.

Sedangkan PLTU MT Sumsel-8, Sumsel-9 dan Sumsel-10 dengan kapasitas total 3.000 MW merupakan PLTU batubara mulut tambang dengan memanfaatkan tersedianya cadangan batubara *low rank,* Listrik dari ketiga PLTU ini akan disalurkan ke Pulau Jawa melalui transmisi HVDC 500 kV Jawa-Sumatera.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Provinsi Sumsel memerlukan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV dengan kapasitas sebesar 3.140 MVA sampai dengan tahun 2024 seperti pada Tabel A8.6.

Tabel A8.6. Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Baturaja	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
2	Betung	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
3	Betung	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
4	Gandus	150/20 kV	*New*	60	2015
5	Gumawang	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
6	Gumawang	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
7	Gumawang	150/20 kV	*Extension*	30	2015
8	Jakabaring	150/20 kV	*New*	30	2015
9	Kayu Agung	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
10	Kenten	150/20 kV	*New*	60	2015
11	Lahat	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
12	Lahat	150/20 kV	*Uprate*	20	2015
13	Lubuk Linggau	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
14	Lubuk Linggau	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
15	Pagar Alam	150/20 kV	*Uprate*	20	2015
16	Prabumulih	150/20 kV	*Extension*	60	2015
17	Sekayu	150/20 kV	*New*	30	2015
18	Sungai Lilin	150/20 kV	*New*	60	2015
19	Talang Ratu	150/70 kV	*Uprate*	20	2015
20	Tebing Tinggi	150/20 kV	*New*	30	2015
21	Bukit Siguntang	150/70 kV	*Extension*	30	2016
22	Kayu Agung	150/20 kV	*New*	30	2016
23	Mariana	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
24	Mariana	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
25	Martapura	150/20 kV	*New*	30	2016
26	Pendopo	150/20 kV	*New*	30	2016
27	Tugumulyo	150/20 kV	*New*	30	2016
28	Betung	150/20 kV	*Uprate*	30	2017
29	Boom Baru	150/70 kV	*Extension*	30	2017
30	Gandus	150 kV	*Extension*	1 LB	2017
31	Gandus	150/20 kV	*Extension*	80	2017
32	GIS Kota Barat	150/20 kV	*New*	60	2017
33	GIS Kota Timur	150/20 kV	*New*	60	2017
34	Gunung Megang	150/20 kV	*Extension*	60	2017
35	Kenten	150 kV	*Extension*	1 LB	2017
36	Keramasan	150 kV	*Extension*	1 LB	2017
37	Lahat	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
38	Landing Point Sumatera-Bangka	150 kV	*New*	2 LB	2017
39	Lumut Balai	150/20 kV	*New*	30	2017
40	Martapura	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
41	Muara Dua	150/20 kV	*New*	30	2017
42	Muara Rupit	150/20 kV	*New*	30	2017
43	Pagar Alam	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
44	Sarolangun	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
45	Simpang Tiga	150/20 kV	*Extension*	60	2017
46	Tanjung Api-Api	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
47	Baturaja	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
48	Jakabaring	150/20 kV	*Extension*	60	2018
49	Kayu Agung	150/20 kV	*Extension*	80	2018

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
50	Kenten	150/20 kV	*Extension*	60	2018
51	Borang	150/20 kV	*Extension*	60	2020
52	Bukit Asam	150/20 kV	*Extension*	60	2020
53	Gandus	150/20 kV	*Extension*	80	2020
54	GIS Barat	150/20 kV	*Extension*	80	2020
55	GIS Timur	150/20 kV	*Extension*	80	2020
56	Tugumulyo	150/20 kV	*Extension*	60	2020
57	Jakabaring	150/20 kV	*Extension*	60	2021
58	Jakabaring	150/20 kV	*Extension*	60	2022
59	Martapura	150/20 kV	*Extension*	60	2022
60	Betung	150/20 kV	*Extension*	60	2023
61	Borang	150/20 kV	*Extension*	60	2023
62	Gandus	150/20 kV	*Extension*	80	2023
63	GIS Barat	150/20 kV	*Extension*	80	2023
64	GIS Timur	150/20 kV	*Extension*	80	2023
65	Kenten	150/20 kV	*Extension*	60	2023
66	Sekayu	150/20 kV	*Extension*	60	2023
67	Simpang Tiga	150/20 kV	*Extension*	60	2023
68	Baturaja	150/20 kV	*Extension*	60	2024
69	Bukit Asam	150/20 kV	*Extension*	60	2024
70	Gandus	150/20 kV	*Extension*	80	2024
71	GIS Barat	150/20 kV	*Extension*	80	2024
72	Gumawang	150/20 kV	*Extension*	60	2024
73	Lahat	150/20 kV	*Extension*	30	2024
74	Mariana	150/20 kV	*Extension*	60	2024
75	Muara Dua	150 kV	*Extension*	2 LB	2024
76	Prabumulih	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
77	Tanjung Api-Api	150 kV	*Extension*	2 LB	2024
	Jumlah			**3.140**	

Di Provinsi Sumatera Selatan juga banyak dikembangkan proyek-proyek GI 275 kV. GI 500 kV dan stasiun konverter transmisi HVDC 500 kV seperti pada Tabel A8.7.

Tabel A8.7. Pengembangan GI 275 kV, 500 kV dan 500 kV HVDC

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA)	COD
1	Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5	275 kV	*New*		2015
2	Lahat	275/150 kV	*Extension*	500	2015
3	Lahat	275/150 kV	*New*	1000	2015
4	Lubuk Linggau	275 kV	*Extension*	0	2015
5	Lubuk Linggau	275/150 kV	*Extension*	250	2015
6	Lubuk Linggau	275/150 kV	*New*	250	2015
7	Betung	275/150 kV	*New*	250	2016
8	Gumawang	275/150 kV	*New*	500	2016
9	Lahat	275 kV	*Extension*	2 LB	2016
10	Lumut Balai	275/150 kV	*New*	500	2016
11	Betung	275/150 kV	*Extension*	250	2017
12	Betung	275/150 kV	*Extension*	500	2018
13	Gumawang	275 kV	*Extension*	2 LB	2018
14	Palembang/Kenten	275/150 kV	*New*	500	2018
15	Sungai Lilin	275/150 kV	*New*	250	2018
16	Betung	275 kV	*Extension*	2 LB	2019
17	Betung	275 kV	*Extension*	2 LB	2019

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA)	COD
18	Lumut Balai	275 kV	*Extension*	2 LB	2019
19	Muara Enim	275/150 kV	*New*	500	2019
20	Muara Enim	500 kV DC	*New*		2019
21	Sumsel 1	500 kV	*Extension*	2 LB	2019
22	Sumsel 1	500 kV	*Extension*	4 LB	2019
23	Sumsel 1	500/275 kV	*New*	2 LB	2019
24	Betung	275 kV	*Extension*	2 LB	2020
25	Gumawang	275/150 kV	*Extension*	500	2020
26	RIAU 1	275/150 kV	*New*	500	2024
27	Muara Enim	500 kV	*Extension*	4 LB	2018
	Jumlah			**6.250**	

Pengembangan Transmisi

Di Provinsi Sumatera Selatan diperlukan pengembangan transmisi 150 kV, 275 kV, 500 kV dan 500 kV DC seperti ditampilkan dalam Tabel A8.8, dan Tabel A8.9.

Tabel A8.8. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct. 1 Hawk	70	2015
2	Gandus	Inc. 2 Pi (Keramasan - Talang Kelapa)	150 kV	2 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	20	2015
3	Jakabaring	Inc. 2 Pi (Keramasan - Mariana)	150 kV	2 cct. 2 x 330 mm2	1	2015
4	Kenten	Inc. 2 Pi (Talang Kelapa - Borang)	150 kV	2 cct. 2 x 330 mm2	1	2015
5	Lahat	PLTU Keban Agung	150 kV	2 cct. 2 Zebra	70	2015
6	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	2 cct. 1 Hawk	150	2015
7	Kayu Agung	Gumawang	150 kV	2 cct. 2 Zebra	90	2016
8	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct. 2 Zebra	60	2016
9	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150 kV	2 cct. 1 Hawk	2	2016
10	Pendopo	Inc. 2 Pi (Lahat - Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct. 2 x 330 mm2	40	2016
11	Tugumulyo	Inc. 2 Pi (Kayu Agung - Gumawang)	150 kV	4 cct. 2 Zebra	40	2016
12	Boom Baru	GIS Kota Timur	70 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	1	2017
13	Gandus	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	6	2017
14	GIS Kota Barat	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	5	2017
15	Kenten	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	12	2017
16	Keramasan	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	6	2017
17	Muara Dua	Martapura	150 kV	2 cct. 2 Hawk	92	2017
18	PLTP Lumut Balai	GITET Lumut Balai	150 kV	2 cct. 2 Hawk	44	2017
19	Tanjung Api-Api	Mentok/Bangka Landing Point	150 kV	2 cct. 2 Hawk	20	2017
20	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct. 2 Hawk	90	2023
	Jumlah				**820**	

Tabel A8.9. Pembanguan Transmisi 275 kV. 500 kV dan 500 kV DC

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	Sungai Lilin	275 kV	2 cct. 2 Zebra	100	2016
2	Betung	GITET Palembang	275 kV	2 cct. 4 Zebra	132	2018
3	Betung	Sungai Lilin	275 kV	2 cct. 2 Zebra	40	2016
4	Jambi 1	Inc. 2 pi (Sumsel-1 - Jambi-2)	500 kV	2 cct. 4 Zebra	30	2019
5	Lahat	Lumut Balai	275 kV	2 cct. 2 Zebra	50	2015
6	Lumut Balai	Gumawang	275 kV	2 cct. 2 Zebra	405	2015
7	Muara Enim	Betung	275 kV	2 cct. 4 Zebra	350	2019
8	Muara Enim	Inc. 2 Pi (Gumawang-Lumut Balai)	275 kV	2 cct. 2 Zebra	30	2018
9	Muara Enim	perbatasan Sumsel/Lampung	500 kV DC	2 cct 4 Falcon	200	2019
10	PLTP Rantau Dedap	Lumut Balai	275 kV	2 cct. 2 Zebra	40	2019
11	PLTU Sumsel-7	Sungai Lilin	275 kV	2 cct. 2 Zebra	30	2017
12	Sumsel-1	Betung	275 kV	2 cct. 4 Zebra	80	2019
13	Sumsel-6	Muara Enim/ inc 2 pi (Muara Enim - Betung)	275 kV	2 cct. 4 Zebra	40	2019
14	Sumsel-1	PLTU Sumsel-8	500 kV	2 cct. 2 Zebra	104	2018
15	Sumsel-1	PLTU Sumsel-9 & 10	500 kV	2 Cct. 4 Zebra	396	2019
	Total				**2.027**	

Selain proyek-proyek transmisi yang tercantum dalam tabel A8.8 dan tabel A8.9 terdapat pula ruas transmisi 500 kV AC yang menghubungkan PLTU mulut tambang Sumsel-8, Sumsel-9, dan Sumsel-10 ke GI 500 kV Muara Enim.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan sebesar 953 juta pelanggan atau rata-rata 95 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan JTM 12.620 kms, JTR sekitar 4.368 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 782 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A8.10.

Tabel A8.10. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	839,7	424,5	67,9	88.373
2016	861,8	435,0	73,2	107.873
2017	970,6	446,5	71,7	147.804
2018	1,076,2	424,6	70,9	120.275
2019	1,186,4	436,7	73,4	102.528
2020	1,269,4	423,4	73,5	116.182
2021	1,388,2	429,1	74,0	53.463
2022	1,521,0	433,4	82,0	60.703
2023	1,669,8	456,4	92,9	70.815
2024	1,836,5	458,3	102,9	84.962
2015-2024	12.619,6	4.367,7	782,4	952.979

A8.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2024 diperlihatkan padaTabel A8.11.

Tabel A8.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	4.618	5.123	878	375	2.510	767	918
2016	5.129	5.684	967	150	460	372	383
2017	5.714	6.324	1.067	55	590	216	228
2018	6.382	7.055	1.182	450	450	162	791
2019	7.144	7.889	1.312	615	-	740	1.365
2020	8.005	8.834	1.459	710	420	-	1.154
2021	8.988	9.913	1.583	300	60	-	504
2022	10.113	11.147	1.708	-	120	-	142
2023	11.405	12.564	1.912	110	540	90	561
2024	12.895	14.198	2.147	340	490	-	769
Pertumbuhan/ Jumlah	12,4%	12,0%	10,6%	3.105	5.640	2.347	6.815

LAMPIRAN A.9
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI BENGKULU

A9.1. KONDISI KELISTRIKAN SAAT INI

Beban puncak pada sistem kelistrikan Provinsi Bengkulu saat ini mencapai sekitar 154 MW, terdiri dari 101 MW beban puncak interkoneksi dan 22 MW beban puncak sistem *isolated*. Pasokan utama bersumber dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui transmisi 150 kV dan 70 kV. Sedangkan sistem *isolated* dipasok dari PLTD dan PLTMH. Peta kelistrikan Provinsi Bengkulu diperlihatkan pada Gambar A9.1.

Gambar A9.1. Peta Kelistrikan Provinsi Bengkulu

Pembangkit di Provinsi Bengkulu diberikan pada Tabel A9.1.

Tabel A9.1. Kapasitas Pembangkit Terpasangs/d2014

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
I	***Sektor Bengkulu***					
1	PLTA Tess # 1	PLTA	Air	PLN	0.6	0.6
2	PLTA Tess # 2	PLTA	Air	PLN	0.6	0.6
3	PLTA Tess # 3	PLTA	Air	PLN	4.4	4.4

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	DMN (MW)
4	PLTA Tess # 4	PLTA	Air	PLN	4.4	4.4
5	PLTA Tess # 5	PLTA	Air	PLN	4.4	4.4
6	PLTA Tess # 6	PLTA	Air	PLN	4.4	4.4
7	PLTA Musi # 1	PLTA	Air	PLN	71.0	71.0
8	PLTA Musi # 2	PLTA	Air	PLN	71.0	71.0
9	PLTA Musi # 3	PLTA	Air	PLN	71.0	71.0
10	PLTA Lebong # 1	PLTA	Air	PLN	4.0	4.0
11	PLTA Lebong # 2	PLTA	Air	PLN	4.0	4.0
12	PLTA Lebong # 3	PLTA	Air	PLN	4.0	4.0
13	PLTA Tess Extention	PLTA	Air	PLN	4.4	4.4
					248.3	248.3

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI BENGKULU

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada tabel A8.2.

Tabel A9.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	528	75
2	Komersil	94	13
3	Publik	54	8
4	Industri	27	4
	Jumlah	704	100

Dari realisasi penujualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 dapat dilihat pada Tabel A9.3.

Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

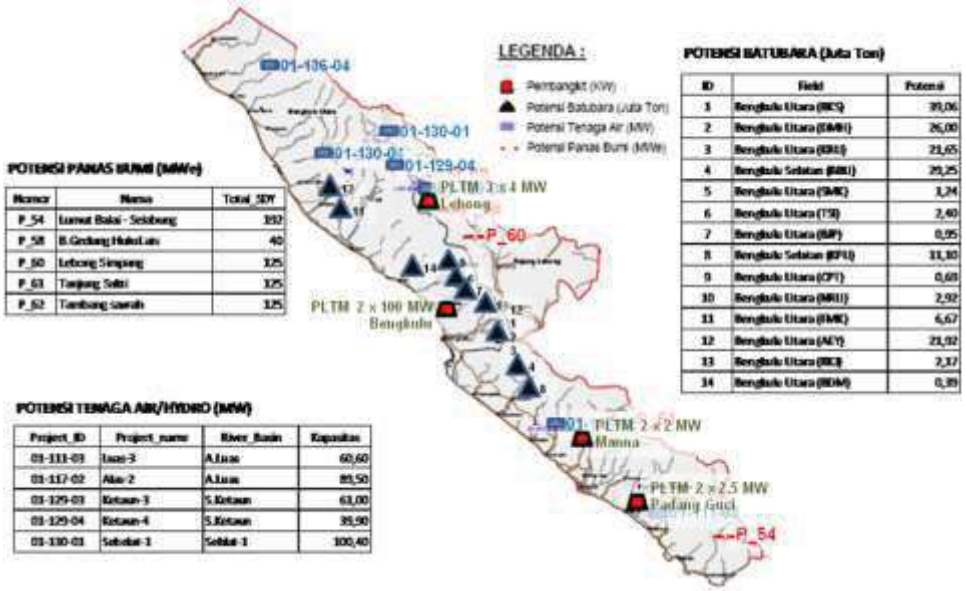
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,6	791	881	175	473.135
2016	6,9	878	976	193	493.023
2017	7,3	978	1.086	213	507.794
2018	7,5	1.093	1.212	236	518.059
2019	7,6	1.222	1.354	262	533.962
2020	7,4	1.368	1.514	291	542.962
2021	7,4	1.532	1.695	324	551.956
2022	7,4	1.718	1.899	360	560.876
2023	7,4	1.929	2.132	401	569.832
2024	7,4	2.168	2.395	448	578.705
Pertumbuhan	7,3%	11,9%	11,8%	11,0%	2,3%

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Menurut informasi dari Kementerian ESDM, sumber energi yang tersedia di Bengkulu untuk membangkitkan energi listrik terdiri dari potensi tenaga air dan panas bumi dengan perkiraan potensi mencapai 400 MW untuk PLTA dan 500 MW PLTP. Selain itu terdapat cadangan batubara sebesar 120 juta ton. GambarA9.2 memperlihatkan sebaran dan jumlah potensi energi tersebut.



Gambar A9.2. Peta Potensi Energi Primer

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 473 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Air Putih	PLTA	Swasta	21	2018
2	Bengkulu	PLTU	PLN	200	2019
3	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	2x55	2019-2020
4	Ketahun-1	PLTA	PLN	84	2022
5	Muko Muko	PLTU	Swasta	2x7	2017
6	PLTMH Tersebar Sumbar	PLTM	Swasta	30.95	2017
7	PLTMH Tersebar Sumsel	PLTM	Swasta	13	2016
	BENGKULU Total			**473**	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk di Provinsi Bengkulu hingga tahun 2024 yaitu penambahan GI baru pengembangan GI *existing* dengan total kapasitas mencapai 800 MVA dengan rincian kegiatan seperti pada Tabel A9.5.

Tabel A9.5. Pengembangan GI Baru 150 kV dan 70 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Pekalongan	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
2	Pulau Baai	150/20 kV	*New*	120	2016
3	Tes	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
4	Pekalongan	150/20 kV	*Extension*	60	2017
5	Arga makmur	150/20 kV	*Extension*	60	2018
6	Arga makmur	70/20 kV	*New*	30	2018
7	Bintuhan	150/20 kV	*New*	30	2018
8	Manna	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
9	Arga makmur	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
10	Arga makmur	150/20 kV	*New*	120	2019
11	Muko Muko	150/20 kV	*New*	30	2019
12	Pekalongan	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
13	Pulau Baai	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
14	Bintuhan	150/20 kV	*Extension*	30	2020
15	Ketahun	70/20 kV	*Extension*	30	2021
16	Muko Muko	150/20 kV	*Extension*	60	2021
17	Pulau Baai	150/20 kV	*Extension*	80	2021
18	Arga makmur	150 kV	*Extension*	2 LB	2022
19	Arga makmur	150/20 kV	*Uprate*	30	2023
20	Manna	150/20 kV	*Extension*	60	2023
21	Pekalongan	150/20 kV	*Extension*	60	2023
	Jumlah			**800**	

Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan gardu induk dan pembangkit, dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi sepanjang 1.510 kms. Rincian kegiatan terdapat pada Tabel A9.6.

Tabel A9.6. Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tess	Arga Makmur 70kV	70 kV	2 cct. 1 x 210 mm2	160	2015
2	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct. 2 Hawk	90	2016
3	Manna	Bintuhan	150 kV	2 cct. 1 Hawk	140	2018
4	PLTU Bengkulu	Arga Makmur 150kV	150 kV	2 cct. 2 Zebra	40	2018
5	PLTU Bengkulu	Pulo Baai	150 kV	2 cct. 2 Zebra	160	2018
6	Kambang	Muko-Muko	150 kV	2 cct. 2 Hawk	220	2019
7	Muko-Muko	Arga Makmur	150 kV	2 cct. 2 Hawk	360	2019
8	Pekalongan	PLTP Hululais	150 kV	2 cct. 2 Hawk	120	2019
9	Pulau Baai	PLTU Bengkulu	150 kV	2 cct. 2 Zebra	160	2019
10	PLTA Ketahun-3	Arga Makmur 150kV	150 kV	2 cct. 1 x 210 mm	60	2022
	Jumlah				**1.510**	

Pengembangan Distribusi

Proyeksi penambahan pelanggan baru mencapai159 ribu sambungan untuk kurun waktu 2015-2024 atau rata-rata 1,59 ribu pelanggan per tahun, dengan kebutuhan pertambahan JTM sebanyak 2.148 kms, JTR sepanjang 744 kms, dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 162 MVA seperti pada Tabel A9.7.

Tabel A9.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	143,8	72,7	16,8	54.063
2016	147,6	74,5	17,7	19.888
2017	166,2	76,5	16,8	14.771
2018	184,3	72,7	15,9	10.265
2019	203,0	74,7	15,8	15.902
2020	216,9	72,3	15,1	9.000
2021	236,6	73,1	14,5	8.994
2022	258,4	73,6	15,3	8.920
2023	282,4	77,2	16,5	8.956
2024	308,8	77,1	17,4	8.873
2015-2024	2.148,0	744,4	161,8	159.633

A9.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2024 diperlihatkan pada Tabel A9.8.

Tabel A9.8. Ringkasan

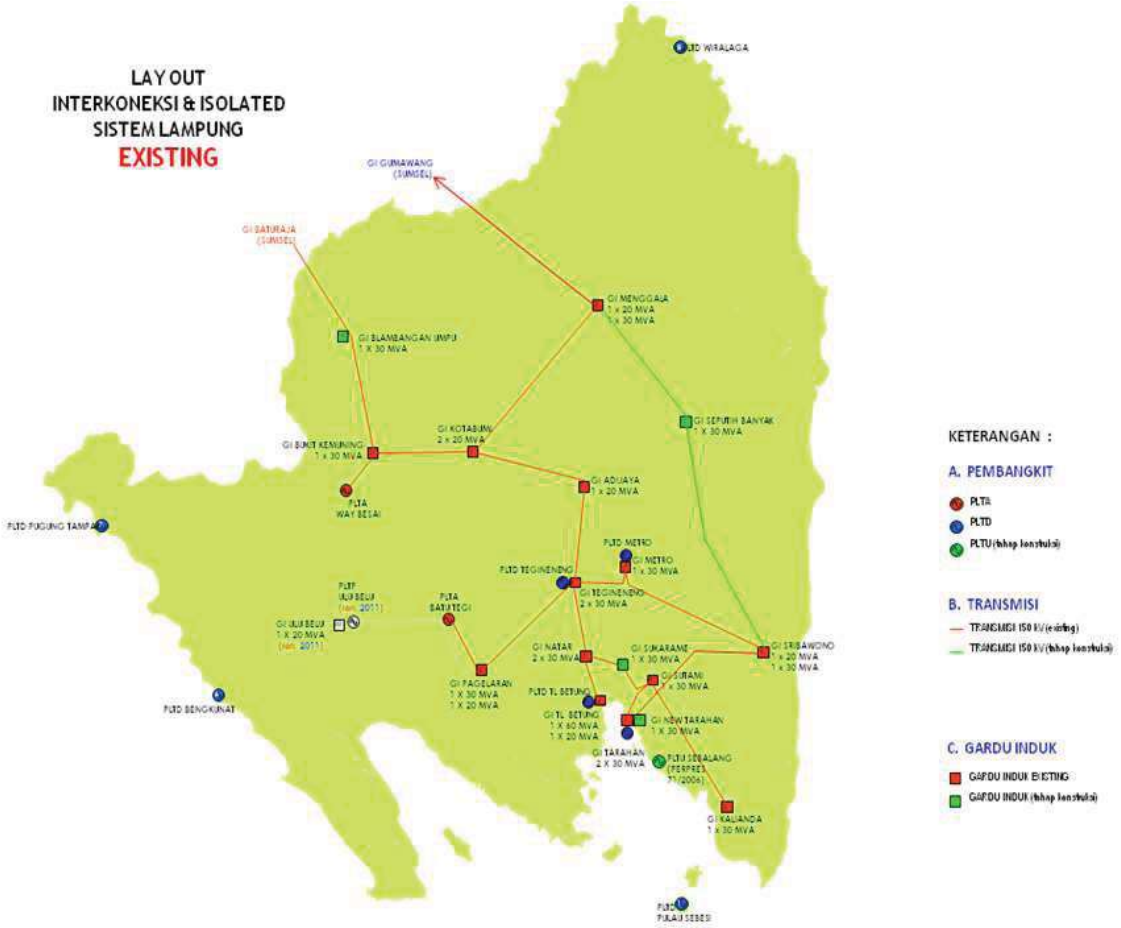
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	791	881	175	-	-	160	75
2016	878	976	193	13	120	90	120
2017	978	1.086	213	45	60	-	179
2018	1.093	1.212	236	21	120	340	179
2019	1.222	1.354	262	255	150	860	512
2020	1.368	1.514	291	55	30	-	163
2021	1.532	1.695	324	-	170	-	81
2022	1.718	1.899	360	84	-	60	205
2023	1.929	2.132	401	-	150	-	80
2024	2.168	2.395	448	-	-	-	73
Pertumbuhan/ Jumlah	11,4%	11,1%	10,3%	473	800	1.510	1.667

LAMPIRAN A.10

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI LAMPUNG

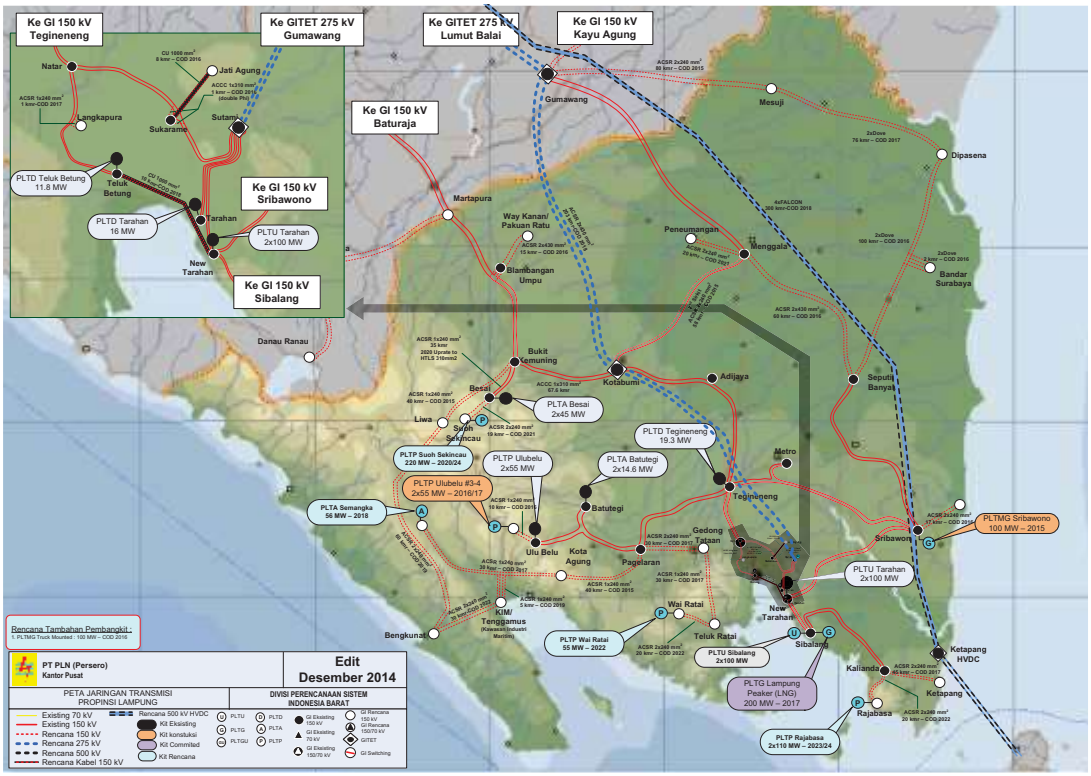
A10.1. KONDISI SAAT INI

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Lampung adalah bagian dari sistem interkoneksi Sumatera seperti ditunjukkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1.Peta Sistem Interkoneksi &Sistem *Isolated*

Sistem kelistrikan Lampung akan dikembangkan untuk mencakup 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. Peta kelistrikan Provinsi Lampung diperlihatkan pada Gambar A10.2.



Gambar A10.2 .Peta Kelistrikan Provinsi Lampung

Beban puncak Lampung pada tahun 2014 adalah 717MW. Pembangkit yang berada di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkits/d2014

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
I	***Sektor Bandar Lampung***				392,1	392,1
1	PLTA Besai # 1	PLTA	Air	PLN	45,0	45,0
2	PLTA Besai # 2	PLTA	Air	PLN	45,0	45,0
3	PLTA Batutegi # 1	PLTA	Air	PLN	14,2	14,2
4	PLTA Batutegi # 2	PLTA	Air	PLN	14,2	14,2
5	PLTG Tarahan	PLTG	Gas	PLN	18,0	18,0
6	PLTD Tarahan # 2	PLTD	HSD	PLN	4,5	4,5
7	PLTD Tarahan # 4	PLTD	HSD	PLN	5,5	5,5
8	PLTD Tarahan # 5	PLTD	HSD	PLN	6,0	6,0
9	PLTD Tarahan # 6	PLTD	HSD	PLN	8,7	8,7
10	PLTD Teluk Betung # 4	PLTD	HSD	PLN	0,9	0,9
11	PLTD Teluk Betung # 5	PLTD	HSD	PLN	0,9	0,9
12	PLTD Teluk Betung # 7	PLTD	HSD	PLN	3,3	3,3
13	PLTD Teluk Betung # 8	PLTD	HSD	PLN	3,3	3,3
14	PLTD Teluk Betung # 10	PLTD	HSD	PLN	3,5	3,5
15	PLTD Tegineneng # 1	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,4
16	PLTD Tegineneng # 2	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,4
17	PLTD Tegineneng # 3	PLTD	HSD	PLN	6,4	6,4
18	PLTD Sewa Tegineneng	PLTD	HSD	Sewa	20,0	20,0

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Net (MW)
19	PLTD Sewa GI Tarahan	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
20	PLTD Sewa Talang Padang	PLTD	HSD	Sewa	10,0	10,0
21	PLTD Sewa Wonosobo	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
22	PLTD Sewa Krui	PLTD	HSD	Sewa	5,0	5,0
24	PLTD Sewa GI Sutami	PLTD	HSD	Sewa	50,0	50,0
25	PLTP Ulu Belu # 1	PLTP	GEO	PLN	50,0	50,0
26	PLTP Ulu Belu # 2	PLTP	GEO	PLN	50,0	50,0
II	***Sektor Tarahan***				430,0	357,0
1	Tarahan # 3	PLTU	Batubara	PLN	100,0	88,5
2	Tarahan # 4	PLTU	Batubara	PLN	100,0	88,5
3	Sebalang # 1	PLTU	Batubara	PLN	115,0	90,0
4	Sebalang # 2	PLTU	Batubara	PLN	115,0	90,0
	Total				822,1	749,1

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2014, adalah seperti pada tabel A8.2.

Tabel A10.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

NO	KELOMPOK TARIF	ENERGI JUAL (GWh)	PORSI (%)
1	Rumah Tangga	2.036	55.7
2	Komersial	476	13.0
3	Publik	226	6.2
4	Industri	918	25.1
Jumlah		3.656	100.0

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terkahir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 dapat dilihat pada Tabel A10.3.

Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2013	6,3	3.982	4.437	817	1.754.031
2014	6,6	4.429	4.931	901	1.866.202
2015	7,1	4.930	5.481	994	1.978.780
2016	7,3	5.490	6.096	1.097	2.091.807
2017	7,4	6.112	6.781	1.200	2.205.327
2018	7,2	6.796	7.533	1.293	2.281.683
2019	7,2	7.546	8.359	1.393	2.308.277
2020	7,2	8.367	9.263	1.500	2.334.434
2021	7,2	9.266	10.253	1.648	2.360.196
2022	7,2	10.250	11.336	1.810	2.385.635
Pertumbuhan	7,0%	11,1%	11,0%	9,2%	3,5%

A10.3. PENGEMBANGAN KETENAGALISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit. transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Lampung, potensi sumber energi utama yang berada di provinsi ini adalah panas bumi dan tenaga air sebagaimana diberikan pada Tabel A10.4 danTabel A10.5.Selain itu juga terdapat potensi biomassa dan batubara.

Tabel A10.4. Potensi Panas Bumi

No.	Area	Regency	Potency (Mwe)		Reserve (Mwe)		
			Speculative	Hipothetic	Possible	Probable	Proven
1	Way Umpu	Way Kanan	100	-	-	-	-
2	Danau Ranau	Lampung Barat	-	185	222	37	-
3	Purunan	Lampung Barat	25	-	-	-	-
4	Gn. Sekincau	Lampung Barat	-	100	130	-	-
5	Bacingot	Lampung Barat	225	-	-	-	-
6	Suoh Antata	Lampung Barat	-	163	300	-	-
7	Pajar Bulan	Lampung Barat	100	-	-	-	-
8	Natar	Lampung selatan	25	-	-	-	-
9	Ulu Belu	Tanggamus	-	156	380	-	110
10	Lempasing	Lampung selatan	225	-	-	-	-
11	Way Ratai	Lampung selatan	-	194	-	-	-
12	Kalianda	Lampung selatan	-	40	40	-	-
13	Pmt. Belirang	Lampung selatan	225	-	-	-	-
Total Potency = 2,855 Mwe			925	838	1,072	37	110

Tabel A10.5. 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	17.0
			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

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 961 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A10.6.

Tabel A10.6. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD
1	Lampung *Peaker*	PLTG/MG	PLN	200	2017
2	Rajabasa (FTP2)	PLTP	Swasta	2 x 110	2023-2024
3	Semangka (FTP2)	PLTA	Swasta	56	2018
4	Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2020 -2024
5	MPP Lampung	PLTG/MG	PLN	100	2016
6	Ulubelu #3.4 (FTP2)	PLTP	Swasta	2x55	2016-2017
7	Wai Ratai (FTP2)	PLTP	Swasta	55	2022
LAMPUNG Total				**961**	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Di Provinsi Lampung direncanakan pembangunan GI baru dan pengembangan GI *existing* sampai dengan tahun 2024 seperti diperlihatkan pada Tabel A10.7.

Tabel A10.7. Rencana GI Baru 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Sukarame	150/20 kV	*Extension*	60	2015
2	Bukit Kemuning	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
3	Kota Agung	150/20 kV	*New*	60	2015
4	Kotabumi	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
5	Liwa	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Mesuji	150/20 kV	*New*	30	2015
7	Pagelaran	150 kV	*Extension*	2 LB	2015
8	Sribawono	150/20 kV	*Extension*	60	2015
9	Sutami	150/20 kV	*Extension*	60	2015
10	Tegineneng	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
11	Teluk Betung	150/20 kV	*Extension*	60	2015
12	Bandar Surabaya	150/20 kV	*New*	60	2016
13	Blambangan Umpu	150 kV	*Extension*	4 LB	2016
14	Blambangan Umpu	150/20 kV	*Extension*	16	2016
15	Jati Agung	150/20 kV	*New*	60	2016
16	Menggala	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
17	Mesuji	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
18	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	*New*	30	2016
19	Seputih banyak	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
20	Sukarame	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
21	Tarahan	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
22	Ulu Belu	150 kV	*Extension*	2 LB	2016
23	Dipasena	150/20 kV	*New*	120	2017
24	Gedong Tataan	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
25	Gedong Tataan	150/20 kV	*New*	60	2017
26	Kalianda	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
27	Ketapang	150/20 kV	*New*	30	2017
28	Langkapura	150/20 kV	*New*	60	2017
29	Liwa	150/20 kV	*Extension*	60	2017
30	Menggala	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
31	Pagelaran	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
32	Sribawono	150 kV	*Extension*	2 LB	2017
33	Teluk Ratai	150/20 kV	*New*	30	2017
34	Jati Agung	150/20 kV	*Extension*	60	2018
35	Kota Agung	150 kV	*Extension*	2 LB	2018
36	Seputih banyak	150/20 kV	*Extension*	60	2018
37	Tarahan	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
38	Tegineneng	150/20 kV	*Uprate*	60	2018

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
39	Bengkunat	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
40	Bengkunat	150/20 kV	*New*	30	2019
41	GIS Garuntang	150/20 kV	*New*	60	2019
42	KIM/Tenggamus	150/20 kV	*New*	120	2019
43	Liwa	150 kV	*Extension*	2 LB	2019
44	Mesuji	150/20 kV	*Extension*	60	2019
45	*New* Tarahan	150/20 kV	*Extension*	60	2019
46	Ketapang Switching Station	500 kV DC	*New*	0	2019
47	Lampung	275/150 kV	*New*	500	2019
48	Gedong Tataan	150/20 kV	*Extension*	60	2020
49	Teluk Ratai	150/20 kV	*Extension*	60	2020
50	Kalianda	150/20 kV	*Extension*	60	2021
51	Penumangan	150/20 kV	*New*	60	2021
52	Sutami	150/20 kV	*Uprate*	60	2021
53	Menggala	150 kV	*Extension*	2 LB	2022
54	Sidomulyo	150/20 kV	*New*	60	2022
55	Sukadana	150/20 kV	*New*	60	2022
56	Sukarame	150/20 kV	*Extension*	60	2022
57	Tarahan	150/20 kV	*Extension*	60	2022
58	Blambangan Umpu	150/20 kV	*Uprate*	60	2023
59	Jati Agung	150/20 kV	*Extension*	60	2023
60	Kali Rejo	150/20 kV	*New*	60	2023
61	Kalianda	150 kV	*Extension*	2 LB	2023
62	Kota Gajah	150/20 kV	*New*	60	2023
63	Rajabasa	150/20 kV	*New*	60	2023
64	Besai	150 kV	*Extension*	2 LB	2024
65	Sutami	150/20 kV	*Uprate*	30	2024
66	Teluk Ratai	150 kV	*Extension*	2 LB	2024
	Total			**3.126**	

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV dan 500 kV sampai dengan 2024 sepanjang 1.776 kms diperlihatkan pada Tabel A10.8.

Tabel A10.8 Pengembangan Transmisi 500 kV dan 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Bukit Kemuning	Liwa	150 kV	2 cct. 1 Hawk	80	2015
2	Gumawang	Mesuji	150 kV	2 cct. 2 Hawk	160	2015
3	Menggala	Kotabumi	150 kV	1 2nd cct. 2 Hawk	58	2015
4	Pagelaran	Kota Agung	150 kV	2 cct. 1 Hawk	80	2015
5	Bandar Surabaya	Inc. 2 Pi	150 kV	2 cct. 2xDove	4	2016
6	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct. 2 Zebra	120	2016
7	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150 kV	2 cct. 2 Zebra	30	2016
8	PLTG Lampung *Peaker*	Sribawono	150 kV	2 cct. 2 Hawk	34	2016
9	PLTP Ulubelu #3.4	Ulubelu	150 kV	2 cct. 1 Hawk	20	2016
10	Seputih Banyak	Dipasena	150 kV	2 cct. 2xDove	200	2016
11	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150 kV	2 cct. HTLS 310 mm2	2	2016

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor		kms	COD
12	Sukarame	Jatiagung	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	16	2016
13	Gedon Tataan	Teluk Ratai	150 kV	2	cct. 2 Hawk	60	2017
14	Kalianda	Ketapang	150 kV	2	cct. 2 Hawk	90	2017
15	Langkapura	Inc. 2 Pi (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2	cct. 1 Hawk	2	2017
16	Mesuji	Dipasena	150 kV	2	cct. 2xDove	152	2017
17	Pagelaran	Gedong Tataan	150 kV	2	cct. 2 Hawk	60	2017
18	PLTA Semangka	Kota Agung	150 kV	2	cct. 1 Hawk	60	2018
19	Teluk Betung	*New* Tarahan	150 kV	2	cct. 1 XLPE CU 1000 mm2	20	2018
20	KIM Tenggamus	Inc. 2	150 kV	2	cct. 1 Hawk	10	2019
21	Liwa	Bengkunat	150 kV	2	cct. 2 Hawk	120	2019
22	Besai	PLTP Suoh sekincau	150 kV	2	cct. 2 Hawk	38	2020
23	Bukit Kemuning (*Uprate*)	Besai (*Uprate*)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	70	2020
24	Bukit Kemuning (*Uprate*)	Besai (*Uprate*)	150 kV	2	cct. HTLS 310 mm2	70	2020
25	Peneumangan	Menggala	150 kV	2	cct. 2 Hawk	40	2021
26	Teluk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2	cct. 2 Hawk	40	2022
27	Bengkunat	KIM	150 kV	2	cct. 2 Hawk	60	2022
28	Kalianda	PLTP Rajabasa	150 kV	2	cct. 2 Hawk	40	2022
29	Teluk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2	cct. 2 Hawk	40	2022
	Jumlah					**1.776**	

Di provinsi ini melintas transmisi 500 kV HVDC Sumatera-Jawa dengan *switching station* dan *landing point* kabel laut 500 kV HVDC akan berada di Ketapang.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, penambahan pelanggan barusampai dengan 2024adalah 743 ribu pelanggan ataurata-rata 74.3 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 2.072 kms, JTR sekitar 3.812 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.008 MVA. seperti ditampilkan dalam Tabel A10.9.

Tabel A10.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	225,7	402,7	86,9	111.801
2016	229,6	342,8	76,8	112.171
2017	222,0	350,4	82,0	112.579
2018	215,2	358,6	87,6	113.027
2019	209,0	367,4	93,8	113.520
2020	203,5	376,8	100,4	76.356
2021	198,4	386,9	107,7	26.593
2022	193,8	397,5	115,5	26.158
2023	189,6	408,7	124,0	25.762
2024	185,7	420,5	133,3	25.439
2015-2024	2.072,47	3.812,42	1.008,0	743.405

A10.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2024 diberikan pada Tabel A10.10.

Tabel A10.10. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	3.982	4.437	817	-	480	377,5	97,9
2016	4.429	4.931	901	155,0	286	426,0	348,7
2017	4.930	5.481	994	255,0	420	364,0	376,4
2018	5.490	6.096	1.097	56,0	240	485,0	272,8
2019	6.112	6.781	1.200	-	330	730,0	293,1
2020	6.796	7.533	1.293	62,0	120	108,0	179,5
2021	7.546	8.359	1.393	-	180	40,0	43,9
2022	8.367	9.263	1.500	55,0	240	140,0	183,5
2023	9.266	10.253	1.648	110,0	300	-	286,4
2024	10.250	11.336	1.810	268,0	30	-	621,1
Pertumbuhan/ Jumlah	13,3%	12,8%	9,0%	961,0	2.626	2.671	2.703

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI JAWA BALI

LAMPIRAN B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA

LAMPIRAN B2. PROVINSI BANTEN

LAMPIRAN B3. PROVINSI JAWA BARAT

LAMPIRAN B4. PROVINSI JAWA TENGAH

LAMPIRAN B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA

LAMPIRAN B6. PROVINSI JAWA TIMUR

LAMPIRAN B7. PROVINSI BALI

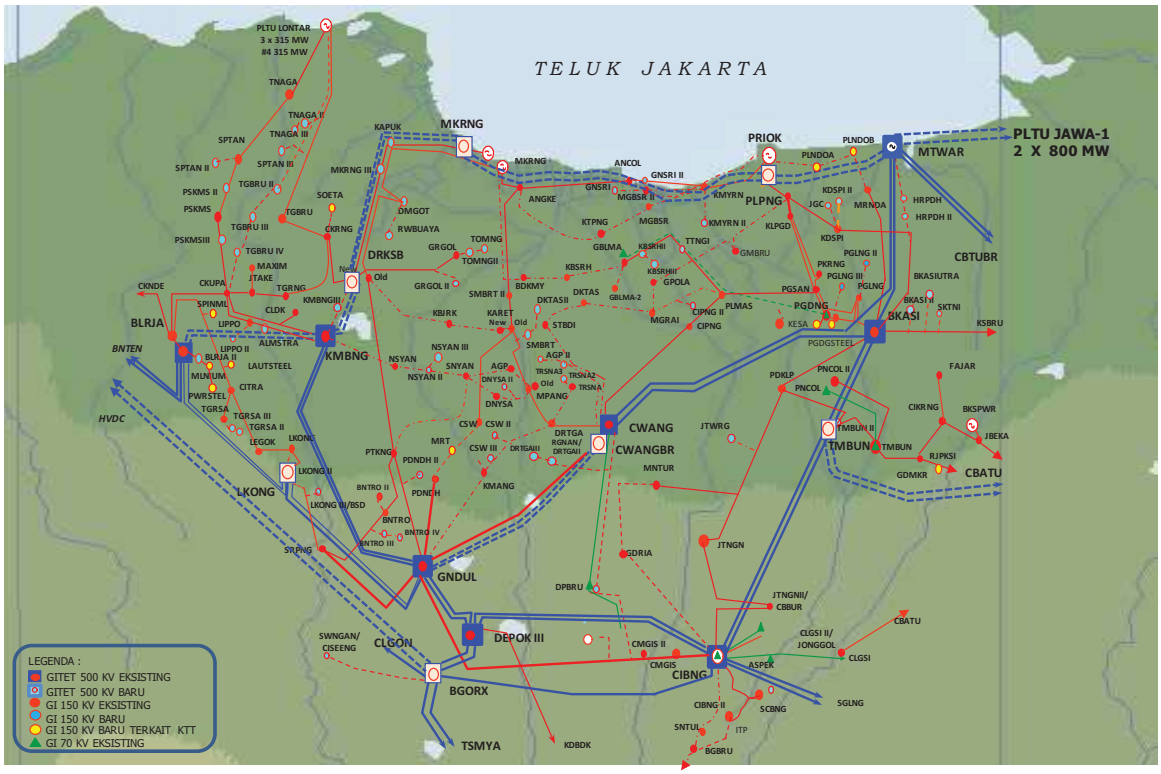
LAMPIRAN B.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA (DKI) JAKARTA

B1.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 4.615 MW. Pasokan pembangkit yang terhubung di *grid* 150 kV adalah sekitar 3.690 MW yang berada di 2 lokasi yaitu PLTGU/PLTU Muara Karang dan PLTGU/PLTG Tanjung Priok.

Pasokan dari *grid* 500 kV melalui 6 GITET, yaitu Gandul, Kembangan, Cawang, Bekasi, Cibinong dan Depok dengan kapasitas total 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan DKI Jakarta ditunjukkan pada Gambar B1.1.



Gambar B1.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi DKI Jakarta

Secara kelistrikan di provinsi DKI Jakarta terdapat 6 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.
6. GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Pembangkit di Muara Karang dan Priok mempunyai kapasitas 3.690 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B1.1.

Tabel B1.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang di Muara Karang dan Priok

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Muara Karang Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	PJB	509	394
2	Muara Karang Blok 2	PLTGU	Gas	PJB	710	680
3	Muara Karang 4-5	PLTU	Gas /MFO	PJB	400	324
4	Priok 1-2	PLTU	MFO	Indonesia Power	100	60
5	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	508
6	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	508
7	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	Indonesia Power	740	720
8	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52	34
Jumlah					**3.690**	**3.228**

B1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 diperlihatkan pada Tabel B1.2.

Tabel B1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,45	30.870	33.046	4.923	2.965.487
2016	6,77	33.254	35.577	5.298	3.003.618
2017	7,19	35.404	37.857	5.634	3.041.465
2018	7,40	37.681	40.270	5.990	3.079.025
2019	7,51	40.127	42.862	6.372	3.116.324
2020	7,29	42.332	45.183	6.715	3.153.442
2021	7,29	45.022	48.039	7.135	3.190.379
2022	7,29	48.242	51.447	7.637	3.227.167
2023	7,29	51.868	55.285	8.201	3.263.784
2024	7,29	55.504	59.128	8.767	3.300.315
Pertumbuhan (%)	**7,18**	**6,74**	**6,68**	**6,62**	**1,20**

B1.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi DKI Jakarta tidak mempunyai potensi sumber energi primer, sehingga pembangkit listrik di Jakarta yaitu Muara Karang dan Priok membutuhkan pasokan gas dari provinsi lain. Pembangkit di Jakarta merupakan pembangkit *must run* yang harus selalu dioperasikan karena lokasinya yang sangat strategis di pusat beban. Namun demikian, pasokan gas saat ini dari PHE ONWJ dan PGN cenderung menurun dan akan habis pada tahun 2018, sehingga perlu memperpanjang kontrak pasokan gas yang ada. Untuk menutupi kekurangan pasokan gas tersebut, PT Nusantara Regas telah mengoperasikan FSRU LNG untuk memasok pembangkit di Jakarta dengan kapasitas 400 bbtud.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024 dipenuhi dengan pengembangan kapasitas pembangkit di sistem Jakarta sendiri dan pengembangan jaringan 500 kV yang memasok Jakarta dengan sistem *looping* untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi. Khusus untuk pengembangan pembangkit di Jakarta akan dibangun PLTGU *peaker* (bisa *daily start-stop*) dengan kapasitas 500 MW di lokasi Muara Karang dan PLTGU *Load Follower* 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.3

Tabel B1.3 Pengembangan Pembangkit di Jakarta

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	PLN	PLTGU	Muara Karang	500	2017	Pengadaan
2	PLN	PLTGU	Jawa-2	800	2018	Rencana
3	Swasta	PLTU	Jawa-12	1,000	2022	Rencana
4	Swasta	PLTU	Jawa-12	1,000	2023	Rencana
	Jumlah			**3,300**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Pengembangan GITET 500 kV sampai tahun 2024 adalah pembangunan 4 GITET baru (3.000 MVA), penambahan IBT 500/150 kV (1.500 MVA) di 3 lokasi dan *spare* IBT satu fasa 5 buah @167 MVA (3 spare IBT rekondisi dan 2 *spare* IBT baru) yang ditempatkan di GITET Bekasi, Cawang, Kembangan dan Duri Kosambi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem Jakarta, seperti diperlihatkan pada Tabel B1.4.

Tabel B1.4 Pengembangan GITET di Jakarta

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Cawang (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2015
2	Bekasi	500/150 kV	*Spare*	167	2015
3	Cawang	500/150 kV	*Spare*	167	2015
4	Kembangan (GIS)	500/150 kV	*Spare*	167	2015
5	Cawang	500/150 kV	*Spare*	167	2016
6	Durikosambi (GIS)	500/150 kV	*Spare*	167	2016
7	Bekasi	500 kV	*Ext*	2 LB	2016
8	Kembangan	500 kV	*Ext*	2 LB	2017
9	Durikosambi (GIS)	500/150 kV	*New*	1.000	2017
10	Kembangan (GIS)	500 kV	*Ext*	2 LB	2017
11	Cawang Baru (GIS)	500/150 kV	*New*	1.000	2017
12	Gandul	500 kV	*Ext*	2 LB	2017
13	Durikosambi (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2018
14	Muarakarang (GIS)	500/150 kV	*New*	1.000	2018
15	Durikosambi (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2018
16	Priok	500/150 kV	*New*	500	2018
17	PLTU Jawa-5	500/150 kV	*New*	500	2021
	Jumlah			**6.335**	

Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pembangunan GI Baru dan ekstensi trafo 150/20 kV dengan total kebutuhan 11.420 MVA atau 148 buah @ 60 MVA dan 26 buah @ 100 MVA seperti ditampilkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.5 Pengembangan GI/GIS di Jakarta

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Cawang Baru (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
2	Manggarai (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
3	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
4	Kapuk (PIK) (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
5	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
6	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
7	Kemayoran	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
8	Gandaria (GIS)	150/20 kV	*New*	180	2015
9	TMII (Miniatur) (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
10	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
11	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
12	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
13	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
14	Jatirangon 2/Cibubur	150/20 kV	*New*	120	2015
15	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
16	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
17	Karet Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
18	Karet Baru	150 kV	*Ext*	1 LB	2015
19	Karet Lama	150 kV	*Ext*	1 LB	2015
20	Plumpang	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
21	Gambir Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
22	Petukangan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
23	Duren tiga (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
24	Miniatur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
25	Tigaraksa	150/20 kV	*Ext*	60	2015
26	Pasar kemis	150/20 kV	*Ext*	60	2015
27	Duri Kosambi	150/20 kV	*Ext*	60	2015
28	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
29	Karet Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2015
30	Lippo curug	150/20 kV	*Ext*	60	2015
31	Kemayoran	150/20 kV	*Ext*	60	2015
32	Mampang II	150/20 kV	*Ext*	60	2015
33	Spinmill	150 kV	*New*	5 LB	2016
34	Marunda	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
35	Priok Barat	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
36	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016
37	Kembangan	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
38	Pondok Indah II/Cirende (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016
39	Pondok Indah (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
40	CSW	150 kV	*Ext*	1 LB	2016
41	Pulogadung	150 kV	*Ext*	1 LB	2016
42	Pulogadung	150 kV	*Ext*	1 LB	2016
43	Mampang (GIS)	150 kV	*Upr*	2 LB	2016
44	Senayan (GIS)	150 kV	*Upr*	2 LB	2016
45	Danayasa (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2016

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA/LB)	COD
46	Abadi Guna Papan (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
47	Priok Timur	150/20 kV	*Ext*	60	2016
48	Taman Rasuna (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016
49	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016
50	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016
51	Tigaraksa	150/20 kV	*Ext*	60	2016
52	Jatirangon	150/20 kV	*Ext*	60	2016
53	Cileduk	150/20 kV	*Ext*	60	2016
54	Balaraja	150/20 kV	*Ext*	60	2016
55	Cawang	150/20 kV	*Ext*	60	2017
56	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017
57	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017
58	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
59	Cawang Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
60	Gajah Tunggal	150/20 kV	*New*	120	2017
61	Pasar Kemis	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
62	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
63	Cawang Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
64	Marunda II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
65	Marunda	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
66	Pasar Kemis II	150/20 kV	*New*	180	2017
67	Sinar Sahabat	150/20 kV	*New*	120	2017
68	Balaraja Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
69	Pulo Gadung II	150/20 kV	*New*	120	2017
70	Pulogadung (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
71	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017
72	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
73	Gambir Lama (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
74	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
75	New balaraja	150/20 kV	*Ext*	60	2017
76	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
77	Senayan Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
78	Senayan Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
79	Tomang (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
80	Grogol	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
81	Semanggi Barat II/Benhil (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
82	Cawang	150/20 kV	*Ext*	60	2017
83	Gandaria (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
84	Cibinong	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
85	Poncol Baru II/Bj.Menteng (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
86	Tambun	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
87	Balaraja New	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
88	Priok Timur	150/20 kV	*Ext*	60	2018
89	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
90	Durikosambi III/Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA/LB)	COD
91	Durikosambi II	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
92	Danayasa II/Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
93	Cipinang II/Jatinegara (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
94	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
95	Taman Rasuna (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
96	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
97	Gandaria II/Mekar Sari (GIS)	150/20 kV	*New*	180	2018
98	Gandaria	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
99	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
100	Penggilingan (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
101	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
102	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
103	Dukuh Atas (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
104	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018
105	Tigaraksa	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
106	CSW III (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2018
107	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
108	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
109	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2019
110	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
111	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019
112	Jatirangon II/Cibubur	150/20 kV	*Ext*	60	2019
113	Cileduk	150/20 kV	*Ext*	60	2019
114	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019
115	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	*New*	100	2019
116	Muarakarang	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
117	Senayan Baru II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019
118	Pondok Indah III/Ciputat (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2019
119	Kapuk (PIK) (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019
120	Gajah Tunggal	150/20 kV	*Ext*	60	2019
121	Kelapa Gading	150/20 kV	*Ext*	60	2019
122	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2020
123	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2020
124	Petukangan	150 kV	*Ext*	2 LB	2020
125	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
126	Pasar Kemis II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
127	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
128	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
129	Jatake II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
130	Tomang (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
131	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
132	Durikosambi III/Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
133	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
134	Pondok Indah II/Cirende (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020
135	CSW III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA/LB)	COD
136	New balaraja	150/20 kV	*Ext*	60	2021
137	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021
138	Semanggi Barat II/Benhil (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021
139	Pulo Gadung II	150/20 kV	*Ext*	60	2021
140	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021
141	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	*Ext*	60	2021
142	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021
143	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2021
144	Gunung Sahari (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2021
145	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2021
146	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2021
147	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2021
148	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
149	Pulogadung (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
150	Senayan Baru III (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
151	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022
152	Kembangan III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022
153	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
154	Dukuh Atas II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
155	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
156	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
157	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2022
158	Plumpang II	150/20 kV	*Ext*	60	2022
159	Cipinang II/Jatinegara (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022
160	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022
161	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022
162	Gandaria II/Mekar Sari (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022
163	Jatirangon II/Cibubur	150/20 kV	*Ext*	60	2023
164	Balaraja Baru II	150/20 kV	*New*	200	2023
165	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023
166	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023
167	Danayasa II/Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023
168	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023
169	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	*Ext*	60	2023
170	CSW III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023
171	Cipinang III/Klender (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023
172	Pulogadung (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023
173	Marunda II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024
174	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024
175	Jatake II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024
176	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	*Ext*	100	2024
177	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024
178	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024
179	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2024
180	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2024
181	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024
	Jumlah			**11.420**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV diperlukan pengembangan transmisi 500 kV khususnya di sisi utara Jakarta, sepanjang 204 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.6.

Tabel B1.6 Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Bekasi	Tx. Mtawar-Cibinong	500 kV	*2 cct, 4xDove*	12	2016
2	Cawang Baru (GIS)	Gandul	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	40	2017
3	Kembangan	Durikosambi (GIS)	500 kV	*1 cct, 4xZebra*	6	2017
4	Tx Kembangan	Durikosambi (GIS)	500 kV	*1 cct, 4xZebra*	6	2017
5	Priok	Muaratawar	500 kV	*2 cct, 1xCU2500*	30	2018
6	Priok	Muarakarang (GIS)	500 kV	*2 cct, 1xCU2500*	20	2018
7	Muarakarang (GIS)	Durikosambi (GIS)	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	30	2018
8	PLTU Jawa-5	Balaraja	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	60	2021
	Jumlah				**204**	

Selaras dengan pembangunan GI/GIS baru 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya sepanjang 1.110 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.7.

Tabel B1.7 Pembangunan SUTT 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Kapuk (PIK) (GIS)	Inc (Mkrang-Dksbi)	150 kV	*4 cct, 2xTDrake*	4	2015
2	Gandul	Serpong	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	40	2015
3	Harapan Indah (GIS)	Inc.(Mtawar-Bekasi)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	2	2015
4	Gandaria (GIS)	TMII (Miniatur)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	24	2015
5	Gunung Sahari (GIS)	Kemayoran	150 kV	*2 cct, 1xCU800*	12	2015
6	Duren Tiga	Kemang	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	6	2015
7	Jatake	Maximangando	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	2	2015
8	Cileungsi II/Jonggol	Cibatu	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	60	2015
9	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	1	2015
10	Ketapang	Mangga Besar	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	12	2015
11	Depok	Gandul	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xDrake)*	10	2015
12	Gandul	Petukangan	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xDrake)*	28	2015
13	Jatirangon 2/Cibubur	Inc.(Jtngn-Cibng)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	4	2015
14	Cakung TownShip	Harapan Indah / Kandang Sapi	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2015
15	Gedung Pola	Manggarai	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	8	2015
16	Manggarai	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	16	2015
17	Jatiwaringin	Inc. (Pdklp-Jtngn)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	48	2015
18	Antasari / CSW 2 / Kemang Village (GIS)	Inc (Drtga/Kemang-Kenvil)	150 kV	*4 cct, 1xCU1000*	20	2015
19	Durikosambi 2 / Daan Mogot (GIS)	Inc.(Dksbi-Mkrng)	150 kV	*4 cct, 2xTDrake*	2	2015
20	Plumpang	Gambir Baru	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	10	2015
21	Muarakarang Lama	Muarakarang Baru	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	2	2016
22	Pelindo II Priok	Priok Barat	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	11	2016
23	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	10	2016
24	Semanggi Barat (GIS)	Karet Lama	150 kV	*2 cct, 1xTACSR410*	16	2016
25	Spinmill	Inc. (New Balaraja-Citra)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	8	2016
26	Semanggi Barat (GIS)	Semanggi Timur (GIS)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	6	2016
27	Cengkareng II/Bandara Soetta	Cengkareng	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	1	2016
28	Kebon Sirih	Gambir Lama	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	4	2016
29	New Senayan	Senayan	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	12	2016
30	Pondok Indah II/Cirende	Inc. (Ptkng-Gndul)	150 kV	*2 cct, 2xDrake*	6	2016

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
31	Senayan	Danayasa	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	3	2016
32	Senayan	Danayasa	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	3	2016
33	Danayasa	Tx (Senayan-Abadi Guna Papan)	150 kV	*1 cct, 1xCU240*	3	2016
34	Mampang	Abadi Guna Papan	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	4	2016
35	Mampang	Abadi Guna Papan	150 kV	*1 cct, 1xCU1000*	4	2016
36	Abadi Guna Papan	Tx (Danayasa-Mampang)	150 kV	*1 cct, 1xCU240*	4	2016
37	Petukangan	Bintaro	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	18	2017
38	Muarakarang	Angke	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	12	2017
39	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xDrake)*	20	2017
40	Pulogadung	Penggilingan	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xDrake)*	20	2017
41	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	28	2017
42	Gandaria (GIS)	Cibinong	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	24	2017
43	Depok/Rawadenok (Depok III)	Cimanggis	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	40	2017
44	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	Cawang Lama	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
45	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	Depok II	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
46	Pulo Gadung II	Pulogadung (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2017
47	Tomang (GIS)	Grogol	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2017
48	Abadi Guna Papan II	Cawang Lama	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	6	2017
49	Gambir Lama II (GIS)	Gambir Lama (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	2	2017
50	Lontar	Cikupa	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	60	2017
51	Semanggi Barat II/Benhil (GIS)	Inc (Karet-Angke)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	4	2017
52	Senayan Baru 2 (GIS)	Senayan Baru	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	32	2017
53	Marunda II	Marunda	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2017
54	Grogol II	Inc. (Dksbi - Grogol)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2017
55	Kebon sirih II (GIS)	Inc. (Gbr Lama - Pulo Mas)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
56	Plumpang II	Inc. (Priok Barat-Plumpang)	150 kV	*4 cct, 2xCU800*	28	2018
57	Danayasa II	Danayasa	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2018
58	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	Taman Rasuna	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	20	2018
59	Cipinang II/Jatinegara	Inc. (Plmas-Mgrai)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2018
60	Durikosambi III/Rawa Buaya	Durikosambi II	150 kV	*2 cct, 1xCU800*	10	2018
61	Gandaria II/Mekar Sari	Gandaria	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	30	2018
62	Kemayoran II (GIS)	Inc. (Kemayoran-Gunung Sahari)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	6	2018
63	Penggilingan II (GIS)	Penggilingan (GIS)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	12	2018
64	Tigaraksa II	Tigaraksa	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2018
65	Manggarai II	Taman Rasuna 2 / Pengadegan Tmr (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2019
66	Pondok Indah III/Ciputat	Inc. (Gandul-Serpong)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2019
67	Muara Karang III / Kamal	Muarakarang	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2019
68	Cawang Baru II	Inc. (Cawang Lama-Gandul)	150 kV	*4 cct, 2xGannet*	20	2020
69	Petukangan II (GIS)	Petukangan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2020
70	Gunung Sahari II	Gunung sahari	150 kV	*2 cct, 1xCU800*	10	2021
71	Kandang Sapi II (GIS)	Inc. (Bekasi-Plumpang)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2021
72	Karet Baru II	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	4	2022
73	Senayan Baru III (GIS)	Inc. (Senayan - New Senayan)	150 kV	*4 cct, 1xCU1000*	4	2022
74	Setiabudi II (GIS)	Cawang Baru 2 (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	14	2022
75	Cileduk III (GIS)	Inc. (Alam Sutra - Cikupa)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2022
76	Balaraja Baru II	Inc. (New Balaraja - Millenium)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2023
77	Cipinang III /Klender (GIS)	Pulogadung (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2023
78	Abadi Guna Papan III (GIS)	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2024
	Jumlah				**1.110**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 373 ribu pelanggan sampai dengan 2024 atau rata-rata

37 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6.976 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 5.749 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 4.789 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B1.8 berikut.

Tabel B1.8 Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2015	699	514	395	38.387	65,2
2016	705	636	420	38.132	98,0
2017	741	573	448	37.847	103,2
2018	691	612	445	37.560	100,2
2019	686	602	503	37.299	105,2
2020	653	577	488	37.117	97,9
2021	628	581	534	36.938	105,2
2022	673	538	509	36.788	104,2
2023	724	579	524	36.617	109,8
2024	775	537	522	36.531	114,1
Jumlah	**6.976**	**5.749**	**4.789**	**373.216**	**1.003**

Dalam RUPTL 2015-2024, direncanakan juga pengembangan distribusi 20 kV di Kepulauan Seribu yaitu terdiri dari rencana pembangunan kabel laut 20 kV tahap-2 dan tahap-3 yang sebelumnya akan dilaksanakan oleh Pemda DKI Jaya, dialihkan pelaksanaannya oleh PLN dengan sumber dana APBN 2014. Proyek pembangunan kabel laut ini akan dijelaskan lebih lanjut pada butir B1.4.

B1.4. SISTEM DISTRIBUSI KE KEPULAUAN SERIBU

Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu mengalami perubahan dari 2 tahap menjadi 3 tahap yaitu:

- Tahap 1 sudah eksisting, pelaksanaan pembangunan oleh Pemda DKI.
- Tahap 2 tahun 2015/2016: dari GI Teluk Naga sampai P. Tidung kecil sepanjang 42,5 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 13,9 juta.
- Tahap 3 tahun 2017: dari P. Tidung Kecil sampai Pulau Panjang Besar untuk menghubungkan pulau-pulau lainnya sepanjang 34,29 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 11,2 juta.

Lingkup pekerjaan tahap 2 dan tahap 3 adalah sebagai berikut:

a. Tahap 2 jalur selatan, merupakan penambahan sirkit kedua yang menghubungkan GI Teluk Naga melalui penyulang ke GH Tanjung Pasir dan selanjutnya radial hingga ke pulau Tidung Besar seperti pada Tabel B1.9.

Tabel B1.9 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan (Tahap 2)

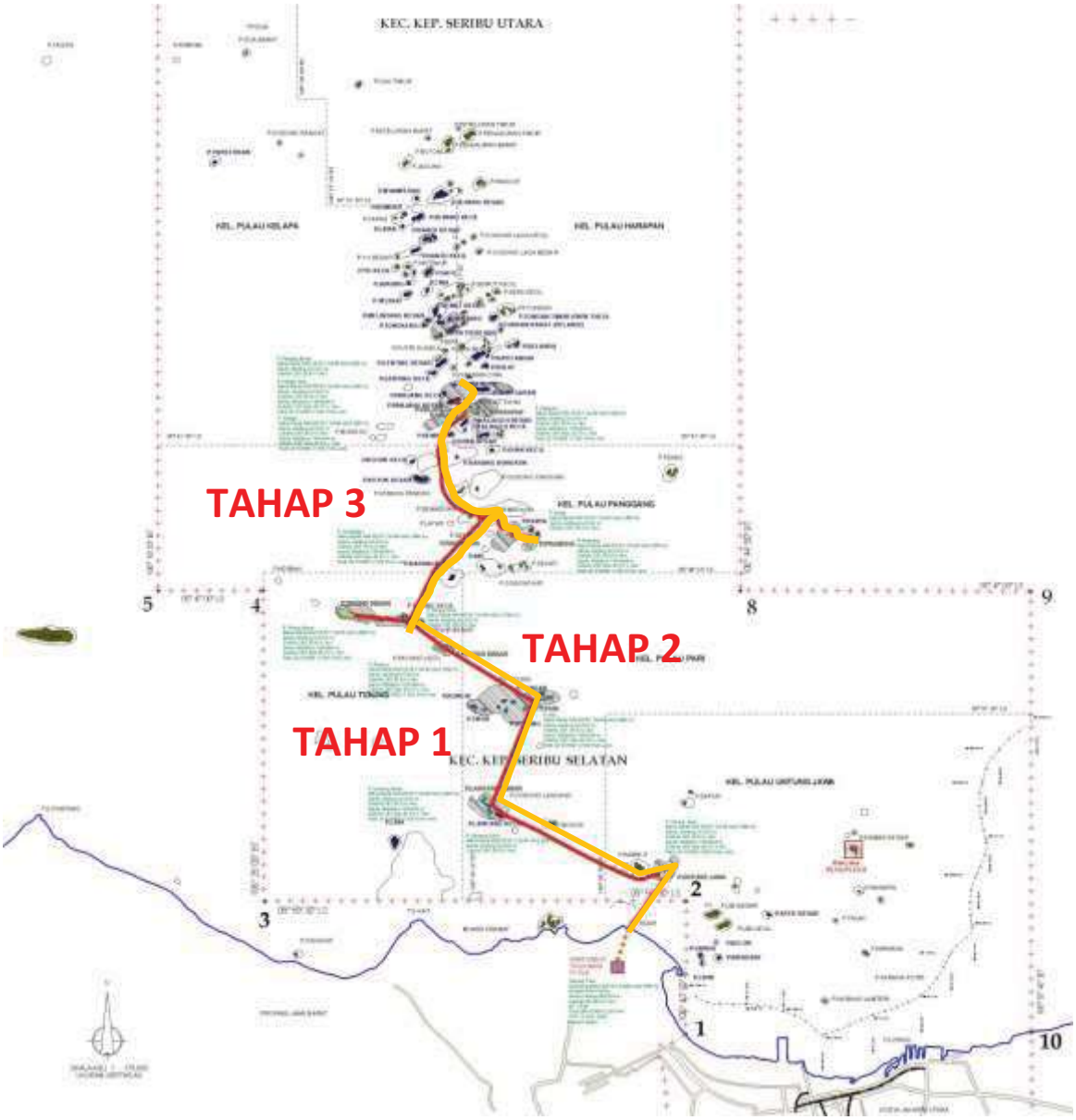
No.	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)
1	GH Tg Pasir-GH P. U.jawa	5,69	0,4
2	GH P U.jawa-GH P.L Kecil	13,39	0,8
3	GH P.L Kecil-GH P.L Besar	0,46	1,0
4	GH P.L Besar–GH Pulau Pari	9,46	0,4
5	GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar	8,85	0,8
6	GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil	3,56	0,6
7	GH P.Payung Kecil-GH P.Tidung Besar	0,83	2,0
	TOTAL	42,24	6,0

b. Tahap 3 jalur utara, adalah penyambungan SKLTM radial dari pulau Tidung Besar ke pulau-pulau di sebelah utara seperti pada Tabel B1.10.

Tabel B1.10 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Utara

No	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)	Trafo GD (kVA)	JTR (kms)
1	P. Tidung Kecil-P. Karya	16,51	0,34	1x630 kVA (P. Karya)	3,20
2	P. Karya-P. Panggang	0,20	1,66	2x630 kVA (P. Panggang)	6,40
3	P. Panggang-P. Pramuka	1,76	0,96	1x630 kVA (P. Pramuka)	3,20
4	P. Karya-P. Kelapa	16,95	2,24	4x630 kVA (P. Kelapa)	12,80
5	P. Kelapa-P. Kelapa dua/Harapan	0,62	1,45	1x630 kVA (P. Kelapa Dua)	3,20
6	P. Kelapa Dua/Harapan-P. Panjang Besar	0,94	0,84	1x630 kVA (P. Panjang Besar)	3,20
7	P. Panjang Besar-P. Sabira	1,20	-	1x630 kVA (P. Sabira)	3,20
	TOTAL	38,18	7,15	11x630 kVA	35,20

Rencana pembangunan tahap 2 dan tahap 3 seperti ditampilkan pada gambar B1.2.



Gambar B1.2. Peta Jaringan Kabel Laut Kepulauan Seribu

B1.5. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DKI Jakarta sampai dengan tahun 2024 adalah USD 8,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di DKI Jakarta adalah seperti tersebut dalam Tabel B1.11.

Tabel B1.11 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	30.870	33.046	4.923		3.101	319	797
2016	33.254	35.577	5.298		1.054	108	515
2017	35.404	37.857	5.634	500	3.980	418	1.468
2018	37.681	40.270	5.990	800	4.060	226	1.728
2019	40.127	42.862	6.372		780	40	240
2020	42.332	45.183	6.715		860	30	173
2021	45.022	48.039	7.135	1.000	1.320	90	1.689
2022	48.242	51.447	7.637	1.000	1.060	42	1.753
2023	51.868	55.285	8.201		860	30	224
2024	55.504	59.128	8.767		680	10	211
Jumlah	**420.303**	**448.694**	**66.672**	**3.300**	**17.755**	**1.314**	**8.798**

LAMPIRAN B.2

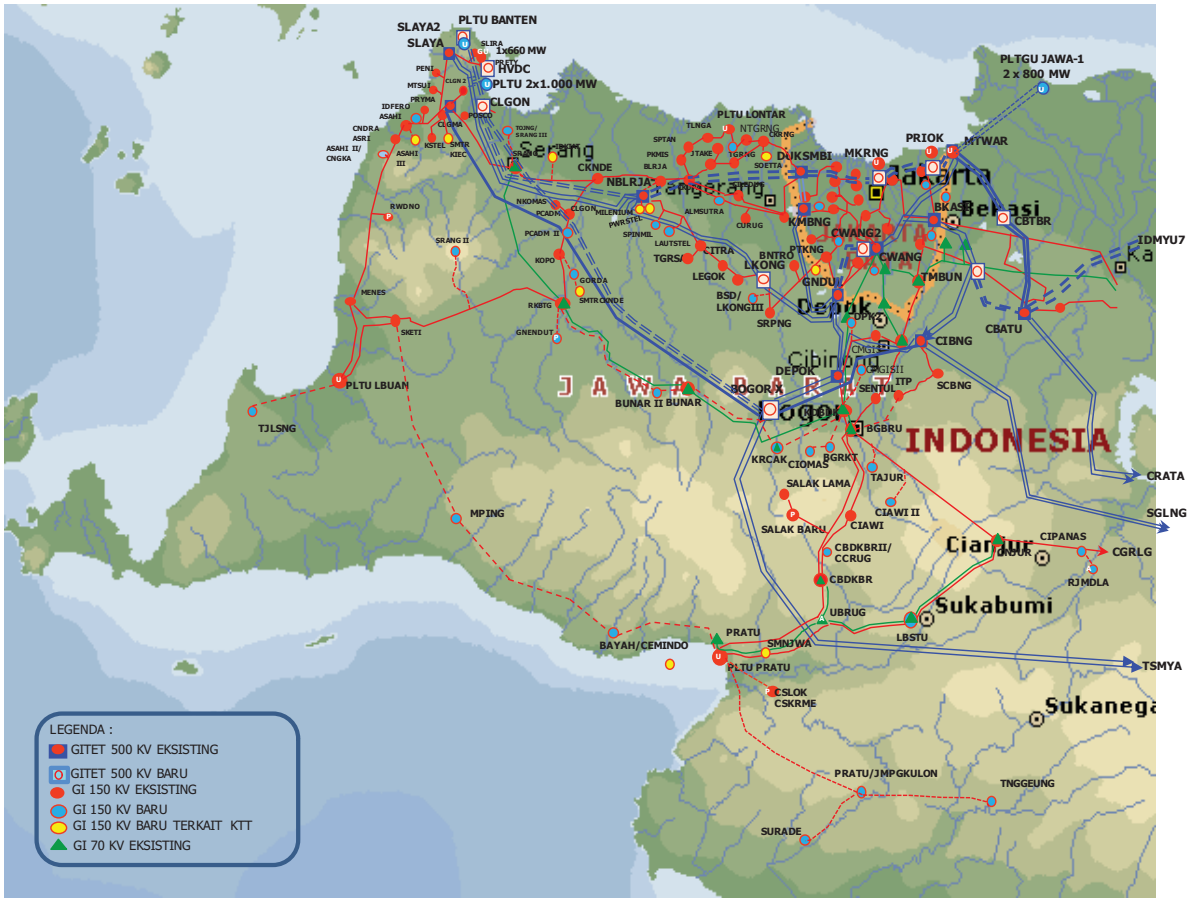
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BANTEN

B2.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Banten saat ini sekitar 3.747 MW, dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 150 kV sebesar 2.285 MW dan yang berada di *grid* 500 kV sebesar 4.025 MW.

Pasokan dari pembangkit listrik yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV di Banten ada di 4 lokasi yaitu PLTU Suralaya, PLTGU Cilegon, PLTU Labuan dan PLTU Lontar dengan total daya terpasang 6.310 MW.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 3.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.



Gambar B2.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Banten

Kelistrikan Provinsi Banten terdiri atas 3 subsistem 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 dan PLTU Labuan memasok Kab/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B2.1.

Tabel B2.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Suralaya 1-7	PLTU	Batubara	Indonesia Power	3.400	3.212
2	Suralaya 8	PLTU	Batubara	PLN	625	590
3	Cilegon	PLTGU	Gas Alam	PLN	740	660
4	Labuan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	600	560
5	Lontar 1-3	PLTU	Batubara	PLN	945	870
Jumlah					**6.310**	**5.892**

B2.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 diperlihatkan pada Tabel B2.2.

Tabel B2.2 Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,07	26.795	28.498	4.151	1.164.860
2016	6,17	29.565	31.388	4.578	1.228.445
2017	6,48	32.571	34.493	5.028	1.293.275
2018	6,88	35.149	37.137	5.412	1.359.244
2019	7,08	37.964	40.043	5.830	1.386.727
2020	7,19	41.236	43.448	6.313	1.413.769
2021	6,98	45.568	47.997	6.966	1.440.330
2022	6,98	50.493	53.165	7.712	1.466.380
2023	6,98	56.006	58.970	8.552	1.491.889
2024	6,98	62.159	65.434	9.490	1.516.837
Pertumbuhan (%)	**6,78**	**9,80**	**9,68**	**9,62**	**2,98**

B2.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di provinsi Banten diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Banten memiliki potensi panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 613 MWe yang tersebar di 5 lokasi yaitu Rawa Dano, G. Karang, G. Pulosari, G. Endut dan Pamancalan. Sedangkan potensi batubara diperkirakan mencapai 18,80 juta ton[1]. Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2024 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 6.230 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.3 berikut.

Tabel B2.3 Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Situmulya	3	2015	Konstruksi
2	Swasta	PLTU	Banten	625	2016	Konstruksi
3	Swasta	PLTGU/MG	*Peaker* Jawa-Bali 3	500	2017	Rencana
4	PLN	PLTU	Lontar *Exp*	315	2018	Pengadaan
5	Swasta	PLTM	Bulakan	10	2018	Pengadaan
6	Swasta	PLTM	Cidano	2	2018	Pengadaan
7	Swasta	PLTU	Jawa-9	600	2018	Pengadaan
8	Swasta	PLTM	Cikidang	2	2019	Pengadaan
9	Swasta	PLTM	Cisimeut	2	2019	Pengadaan
10	Swasta	PLTM	Cisungsang II	3	2019	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Karang Ropong (Cibareno 1)	5	2019	Pengadaan
12	Swasta	PLTU	Jawa-7	1.000	2019	Pengadaan
13	Swasta	PLTU	Jawa-7	1.000	2019	Pengadaan
14	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1.000	2019	Pengadaan
15	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1.000	2019	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Cibareno	3	2020	Rencana
17	Swasta	PLTM	Cisiih Leutik	4	2020	Rencana
18	Swasta	PLTM	Nagajaya	6	2020	Rencana
19	Swasta	PLTP	Rawa Dano (FTP2)	110	2020	Rencana
20	Swasta	PLTP	Endut (FTP2)	40	2022	Rencana
	Jumlah			**6.230**		

[1]Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan gardu induk dibagi atas 2 bagian yaitu Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500 kV dan Gardu Induk Tegangan Tinggi (GI) 150 kV.

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV baru dengan kapasitas sebesar 1.000 MVA, pengembangan IBT 500/150 kV sebesar 1000 MVA, dan *spare* trafo IBT 1 fasa 2 unit di Balaraja dan Cilegon seperti pada Tabel B2.4.

Tabel B2.4 Rencana Pengembangan GITET

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Balaraja	500/150 kV	*Ext*	500	2015
2	Balaraja	500/150 kV	*Ext*	500	2015
3	Balaraja	500/150 kV	*Spare*	167	2016
4	Cilegon	500/150 kV	*Spare*	167	2016
5	PLTU Banten	500 kV	*New*	4 LB	2016
6	Balaraja	500 kV	*Ext*	2 LB	2017
7	Lengkong	500/150 kV	*New*	1000	2017
8	Balaraja	500 kV	*Uprate*	2 LB	2019
9	Balaraja	500 kV	*Uprate*	2 LB	2019
10	Balaraja	500 kV	*Ext*	2 LB	2021
	Jumlah			**2.334**	

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI/GIS baru 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 5.800 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.5.

Tabel B2.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Serpong	150/20 kV	*Ext*	60	2015
2	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
3	Bintaro	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
4	Asahimas II/Cinangka	150/20 kV	*New*	60	2015
5	Millenium	150/20 kV	*New*	120	2015
6	Cemindo Gemilang/Bayah	150 kV	*New*	3 LB	2015
7	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	*New*	120	2015
8	Cilegon Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
9	Legok	150/20 kV	*Ext*	60	2015
10	Teluk Naga	150/20 kV	*Ext*	60	2015
11	Citra habitat	150/20 kV	*Ext*	60	2015
12	Sepatan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
13	Tangerang baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
14	Cemindo Gemilang/Bayah	150/20 kV	*Ext*	60	2015
15	Cikupa	150/20 kV	*Ext*	60	2015
16	Saketi Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
17	Serang	150/20 kV	*Upr*	60	2015
18	Cilegon lama	150 kV	*Ext*	1 LB	2016
19	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	*New*	120	2016
20	Cengkareng	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
21	Tangerang Baru II	150/20 kV	*New*	120	2016
22	PLTU Lontar	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
23	Malimping	150/20 kV	*New*	60	2016
24	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	*New*	120	2016
25	Millennium	150/20 kV	*Ext*	60	2016
26	Legok	150/20 kV	*Ext*	60	2016
27	Cileduk II/Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016
28	Serang	150/20 kV	*Ext*	60	2016
29	Citra Baru Steel	150/20 kV	*New*	120	2016
30	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
31	Malimping	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
32	Jatake II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
33	Deltamas	150/20 kV	*New*	120	2017
34	Lengkong II	150/20 kV	*New*	120	2017
35	Sulindafin	150/20 kV	*New*	120	2017
36	Sepatan II	150/20 kV	*New*	120	2017
37	Sepatan	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
38	Lengkong III/BSD 1	150/20 kV	*New*	120	2017
39	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017
40	Tangerang Baru III	150/20 kV	*New*	60	2017
41	Tangerang Baru II	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
42	Menes	150/20 kV	*Ext*	60	2017
43	Serang Selatan/Baros	150/20 kV	*New*	120	2018
44	Teluk Naga II	150/20 kV	*New*	120	2018
45	Lippo Curug II	150/20 kV	*New*	120	2018

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA/LB)	COD
46	Lippo Curug	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
47	Sepatan	150/20 kV	*Ext*	60	2018
48	Kopo	150/20 kV	*Ext*	60	2018
49	Rangkas Bitung Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2018
50	Salira Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
51	Cengkareng II/Bandara Soetta	150/20 kV	*Ext*	60	2018
52	Millennium	150/20 kV	*Ext*	60	2018
53	Lautan Steel	150/20 kV	*Ext*	60	2018
54	Tangerang Baru II	150/20 kV	*Ext*	60	2018
55	Tanjung Lesung	150/20 kV	*New*	120	2018
56	Bintaro III/Jombang (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2019
57	Lengkong IV/BSD 2	150/20 kV	*New*	100	2019
58	Lengkong II	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
59	Kopo II	150/20 kV	*New*	100	2019
60	Tangerang Baru III	150/20 kV	*Ext*	60	2019
61	Lengkong III/BSD 1	150/20 kV	*Ext*	60	2020
62	Lautan Steel	150/20 kV	*Ext*	60	2020
63	Teluk Naga II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
64	Sepatan II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
65	Tangerang Baru II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
66	Lippo Curug II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
67	Sulindafin	150/20 kV	*Ext*	60	2020
68	Tangerang Baru III	150/20 kV	*Ext*	60	2021
69	Lengkong II	150/20 kV	*Ext*	60	2021
70	Lengkong IV/BSD 2	150/20 kV	*Ext*	100	2021
71	Rangkas Bitung	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
72	Cileduk III (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
73	Sepatan II	150/20 kV	*Ext*	60	2022
74	Rangkas Bitung Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2022
75	Teluk Naga II	150/20 kV	*Ext*	60	2022
76	Millennium	150/20 kV	*Ext*	60	2022
77	Citra Habitat II	150/20 kV	*New*	100	2022
78	Citra Habitat	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
79	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	*Ext*	60	2022
80	Bintaro IV (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2023
81	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023
82	Cilegon lama	150/20 kV	*Ext*	60	2023
83	GIIC	150/20 kV	*Ext*	60	2023
84	Lengkong II	150/20 kV	*Ext*	60	2023
85	Lengkong IV/BSD 2	150/20 kV	*Ext*	100	2023
86	Jatake III	150/20 kV	*New*	100	2024
87	Gajah Tunggal	150 kV	*Ext*	2 LB	2024
88	Lippo Curug II	150/20 kV	*Ext*	60	2024
89	Cileduk III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024
	Jumlah			**5.800**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV dan rekonduktoring sepanjang 1.035 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.6.

Tabel B2.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Bojanegara	Balaraja Baru	500 kV	*2 cct, 4xDove*	120	2015
2	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	*2 cct, 4xDove*	32	2015
3	PLTU Banten	Inc. (Suralaya Baru- Balaraja)	500 kV	*2 cct, HTLSC (4xDove)*	40	2016
4	Lengkong 500 kV	Inc. (Blrja-Gndul)	500 kV	*4 cct, 4xDove*	4	2017
5	Balaraja	Kembangan	500 kV	*1 cct, 4xZebra*	80	2017
6	Bogor X	Tpcut	500 kV DC	*2 pole, HVDC OHL*	220	2019
7	Bogor X	Inc (Clgon-Cibinong)	500 kV	*2 cct, 4xDove*	60	2019
8	Bogor X	Inc (Depok-Tsmya)	500 kV	*4 cct, 4xDove*	6	2019
9	Tpcut	Ketapang	500 kV DC	*2 pole, HVDC CABLE*	80	2019
10	PLTU Jawa-7	Inc (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	*4 cct, HTLSC (4xDove)*	20	2019
11	Bojanegara	Balaraja Baru	500 kV	*2 cct, HTLSC (4xDove)*	120	2019
12	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	*2 cct, HTLSC (4xDove)*	32	2019
13	Balaraja	Gandul	500 kV	*2 cct, HTLSC (4xDove)*	92	2019
14	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	*2 cct, HTLSC (4xDove)*	129	2020
	Jumlah				**1.035**	

Pada Tabel B2.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari BogorX ke Tanjung Pucut dan terus menyeberangi selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct curent* (HVDC) yang berfungsi untuk membawa listrik dari PLTU batubara mulut tambang di Sumatera Selatan ke pulau Jawa.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi 150 kV terkaitnya sepanjang 997 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.7.

Tabel B2.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Bintaro II	Bintaro	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	8	2015
2	Asahimas II/Cinangka	Inc. (Mnes-Asahi)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	4	2015
3	Bayah/Cemindo Gemilang	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	140	2015
4	Millenium	Inc. (Lautan-Citra)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	8	2015
5	Cilegon Baru II / Kramatwatu	Cilegon Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	5,4	2015
6	Cilegon	Serang	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xDrake)*	45	2015
7	Samator KIEC	Cilegon Lama	150 kV	*1 cct, 1xZebra*	10	2016
8	Tangerang Baru II	PLTU Lontar	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	26	2016
9	Citra Baru Steel	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	2	2016
10	Puncak Ardi Mulya II	Inc (Pucam-Kopo)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	2	2016
11	Malimping	Saketi Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	80	2016
12	Bintaro	Serpong	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	18	2016
13	Lengkong	Serpong	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHen)*	11,6	2016
14	Balaraja	Citra Habitat	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	24	2016
15	Kembangan	Kembangan II (GIS)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	2	2016
16	Sawangan	Depok/Rawadenok (Depok III)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
17	Bayah	malimping	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	140	2017
18	Lengkong II	Inc. Serpong-Lengkong	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	1,2	2017
19	Jatake II	Inc. (Jatake-Tangerang Lama)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
20	Sulindafin	Inc. (Balaraja Lama-Cikupa)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	10	2017
21	Sepatan II	Sepatan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2017
22	Gajah Tunggal	Pasar Kemis	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
23	PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 3	Cilegon	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2017
24	Lengkong III/BSD I	Inc.(Serpong-Lengkong II)	150 kV	*4 cct, HTLSC (1xHawk)*	20	2017
25	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis-Sepatan)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
26	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2017
27	Sinar Sahabat	Balaraja Baru	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	30	2017
28	CSW III (GIS)	Inc. (Kemang - Antasari)	150 kV	*4 cct, 1xCU1000*	20	2018
29	Balaraja New	Millenium	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	30	2018
30	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2018
31	Teluk Naga II	Inc.(Lontar-Tgbru-2)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2018
32	Tanjung Lesung	PLTU Labuhan	150 kV	*2 cct, 1xZebra*	70	2018
33	Bintaro III/Jombang	Inc.(Bntro-Srpng)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	4	2019
34	Lengkong IV/BSD 2	Lengkong II	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2019
35	Kopo II	Inc. (Rangkas-Kopo)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2019
36	PLTP Rawadano	Inc.(Menes-Asahimas)	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	30	2020
37	Citra Habitat II	Sinar Sahabat	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	5,4	2022
38	Penggilingan III (GIS)	Pulogadung (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xCU800*	10	2022
39	Kembangan III (GIS)	Inc. (Kembangan - Durikosambi)	150 kV	*4 cct, 2xCU800*	20	2022
40	Bintaro IV (GIS)	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2023
41	Serang Selatan/Baros	Inc. (Saketi-Rangkas)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2024
42	Jatake III	Gajah Tunggal	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2024
43	Lautan Steel/Telaga Sari II	Lautan Steel	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2024
	Jumlah				**997**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 936 ribu pelanggan atau rata-rata 93 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 9.724 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.863 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 3.100 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.8 berikut.

Tabel B2.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2015	846	574	278	155.806	77,76
2016	956	699	311	118.060	100,77
2017	942	639	311	121.658	100,58
2018	904	689	303	93.618	96,91
2019	944	711	321	94.950	100,19
2020	930	682	305	71.669	93,76
2021	980	706	324	71.146	100,19
2022	1.010	693	308	70.586	98,95
2023	1.079	739	320	69.991	105,50
2024	1.134	730	319	69.386	110,28
Jumlah	**9.724**	**6.863**	**3.100**	**936.869**	**985**

B2.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Banten sampai dengan tahun 2024 adalah USD 11,2 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi untuk provinnsi Banten sampai dengan tahun 2024 seperti tersebut dalam Tabel B2.9.

Tabel B2.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	26.795	28.498	4.151	3	2.020	362	298
2016	29.565	31.388	4.578	625	1.114	216	1.042
2017	32.571	34.493	5.028	500	1.900	395	740
2018	35.149	37.137	5.412	927	960	150	1.526
2019	37.964	40.043	5.830	1.012	360	664	2.146
2020	41.236	43.448	6.313	1.123	420	159	1.857
2021	45.568	47.997	6.966	1.000	220	-	1.513
2022	50.493	53.165	7.712	1.040	500	35	1.782
2023	56.006	58.970	8.552		380	10	138
2024	62.159	65.434	9.490		260	40	128
Jumlah	**417.505**	**440.573**		**6.230**	**8.134**	**2.032**	**11.169**

LAMPIRAN B.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 6.364 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV sebesar 8.050 MW.

Pembangkit di Jawa Barat yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTG/PLTGU Muara Tawar, PLTA Saguling, PLTA Cirata dan pembangkit yang berada di *grid* 150 kV adalah PLTU Indramayu, PLTGU Cikarang Listrindo, PLTU Cirebon, PLTU Pelabuhan Ratu 3x350 MW, PLTG Sunyaragi serta beberapa PLTP dan PLTA.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya, Ujung Berung dan Mandirancan dengan kapasitas 7.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.

Gambar B3.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Barat

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem 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 B3.1.

Tabel B3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Ubrug	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
2	Kracak	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
3	Plengan	PLTA	Air	Indonesia Power	7	7
4	Lamajan	PLTA	Air	Indonesia Power	20	20
5	Cikalong	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
6	Bengkok	PLTA	Air	Indonesia Power	3	3
7	Dago	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
8	Parakan	PLTA	Air	Indonesia Power	10	10
9	Saguling	PLTA	Air	Indonesia Power	701	698
10	Cirata	PLTA	Air	PJB	1.008	948
11	Jatiluhur	PLTA	Air	Swasta	150	180
12	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	PJB	640	615
13	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	PJB	280	290
14	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	PLN	858	840
15	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	PLN	234	214
16	Cikarang Listrindo	PLTG	Gas	Swasta	300	300
17	Sunyaragi 1-2	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	40	36
18	Sunyaragi 3-4	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	40	36
19	Salak 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	165	170
20	Salak 4-6	PLTP	Panas Bumi	Swasta	165	183
21	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	140	132
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	61
23	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55	52
24	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	Swasta	70	90
25	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	Swasta	110	106
26	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	Swasta	220	225
27	Indramayu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	990	870
28	Cirebon	PLTU	Batubara	IPP	660	660
29	Pelabuhan Ratu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	1.050	996
30	Bekasi Power	PLTGU	Gas	IPP	120	120
Jumlah					**8.153**	**7.919**

B3.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 diperlihatkan pada Tabel B3.2.

Tabel B3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	5,68	46.339	49.240	6.810	11.790.389
2016	5,68	49.289	52.369	7.241	12.803.752
2017	5,68	52.802	56.095	7.754	13.272.018
2018	5,68	56.717	60.248	8.326	13.720.842
2019	5,68	60.532	64.293	8.883	13.951.164
2020	5,68	64.739	68.755	9.497	14.182.736
2021	5,68	69.400	73.692	10.177	14.415.783
2022	5,68	73.959	78.527	10.842	14.650.133
2023	5,68	78.888	83.737	11.558	14.886.287
2024	5,68	84.119	89.264	12.318	15.124.299
Pertumbuhan (%)	**5,68**	**6,85**	**6,83**	**6,81**	**2,81**

B3.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Barat memiliki bermacam sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari tenaga air 2.137,5 MW yang sebagian besar sudah dikembangkan berada pada 5 lokasi Cibareno-1, Rajamandala, Jatigede, Upper Cisokan dan Grindulu. Untuk minyak bumi sebesar 599,4 MMSTB, dan gas bumi sebesar 4,24 TSCF, serta potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sebesar 5.839 MWe yang tersebar di 40 lokasi yaitu K.Ratu (Salak), Kiaraberes (Salak), Awi Bengkok, Ciseeng, Bujal Jasinga, Cisukarame, Selabintana, Cisolok, G. Pancar, Jampang, Tanggeung -Saguling, Cilayu, Kawah Cibuni, G. Patuha, K. Ciwidey, Maribaya, Tangkubanperahu, Sagalaherang, Ciarinem, G. Papandayan, G. Masigit – Guntur, Kamojang, Darajat, G.Tampomas, Cipacing, G. Wayang – Windu, G. Telagabodas , G. Galunggung, Ciheuras, Cigunung, Cibalong, G. Karaha, G. Sawal, Cipanas – Ciawi, G.

Cakrabuana, G. Kromong, Sangkanurip, Subang dan Cibingbin. Selain itu terdapat potensi CBM sebesar 0,8 TCF[1].

Sebagian besar pasokan gas untuk Muara Tawar saat ini berasal dari Pertamina, PGN dan MEDCO. Pasokan gas tersebut akan terus menurun sehingga diperlukan perpanjangan kontrak pasokan gas.

Karena peran Muara Tawar sebagai pemikul beban puncak Jakarta dan Jawa Bali (pukul 08.00 – 10.00) diperlukan opsi pembangunan CNG atau LNG dengan mempertimbangkan lahan yang tersedia dan harga LNG yang sangat mahal.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit sampai dengan tahun 2024 sebesar 12.257 MW dengan perincian ditampilkan pada Tabel B3.3 berikut.

Selain itu juga terdapat potensi energi baru dan terbarukan berupa PLT Sampah Bantargebang 120 MW yang memanfaatkan energi dari sampah di Kota Bekasi dan PLT Angin 10 MW di Sukabumi.

[1] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Tabel B3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Cirompang	8	2015	Konstruksi
2	Swasta	PLTM	Cilaki	7	2015	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Cisanggiri	3	2015	Pendanaan
4	Swasta	PLTP	Kamojang 5 (FTP2)	30	2015	Konstruksi
5	Swasta	PLTM	Cianten 2	5	2016	Konstruksi
6	Swasta	PLTM	Cianten 1	2	2016	Konstruksi
7	Swasta	PLTM	Pakenjeng Bawah	6	2016	Pendanaan
8	Swasta	PLTM	Cijampang 1	1	2016	Pengadaan
9	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	30	2016	Konstruksi
10	Swasta	PLTGU/MG	*Peaker* Jawa-Bali 4	300	2016	Rencana
11	PLN	PLTGU	Muara Tawar *Add-on* 2,3,4	650	2017	Rencana
12	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2017	Konstruksi
13	Swasta	PLTM	Cibalapulang	9	2017	Konstruksi
14	Swasta	PLTM	Cilaki 1B	10	2017	Pendanaan
15	Swasta	PLTM	Cimandiri	3	2017	Pendanaan
16	Swasta	PLTM	Cikopo-2	6	2017	Pendanaan
17	Swasta	PLTM	Cicatih	6	2017	Pendanaan
18	Swasta	PLTM	Kalapa Nunggal	3	2017	Pendanaan
19	Swasta	PLTM	Pusaka-1	9	2017	Pendanaan
20	PLN	PLTGU/MG	*Peaker* Jawa-Bali 1	400	2017	Rencana
21	Swasta	PLTGU/MG	*Peaker* Jawa-Bali 4	150	2017	Rencana
22	Swasta	PLTM	Cibalapulang-2	7	2018	Pendanaan
23	Swasta	PLTM	Cibalapulang-3	6	2018	Pendanaan
24	Swasta	PLTM	Cilaki 1A	3	2018	Pengadaan
25	Swasta	PLTM	Pakenjeng Atas	4	2018	Pengadaan
26	Swasta	PLTM	Ciasem	3	2018	Pengadaan
27	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2018	Pengadaan
28	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2018	Pengadaan
29	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Pengadaan
30	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Pengadaan
31	PLN	PLTU	Indramayu-4 (FTP2)	1.000	2019	Rencana
32	PLN	PS	*Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)*	260	2019	Konstruksi
33	PLN	PS	*Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)*	260	2019	Konstruksi
34	PLN	PS	*Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)*	260	2019	Konstruksi
35	PLN	PS	*Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)*	260	2019	Konstruksi
36	Swasta	PLTM	Cikaniki 1	3	2019	Pengadaan
37	Swasta	PLTM	Cikaniki 2	3	2019	Pengadaan
38	Swasta	PLTM	Cikaengan	3	2019	Pengadaan
39	Swasta	PLTM	Pusaka-3	3	2019	Pendanaan
40	Swasta	PLTM	Cikandang	6	2019	Pengadaan
41	Swasta	PLTM	Caringin	4	2019	Pengadaan
42	Swasta	PLTM	Ciarinem	3	2019	Pengadaan
43	Swasta	PLTM	Cianten 1B	6	2019	Pengadaan
44	Swasta	PLTM	Cikaengan-2	7	2019	Pengadaan
45	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Konstruksi

Tabel B3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit (Lanjutan)

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
46	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Rencana
47	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2019	Rencana
48	Swasta	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	1.000	2019	Pengadaan
49	Swasta	PLTM	Cianten 3	6	2020	Rencana
50	Swasta	PLTM	Cikawung Bawah	3	2020	Rencana
51	Swasta	PLTM	Cikawung Atas	5	2020	Rencana
52	Swasta	PLTM	Cibuni	3	2020	Rencana
53	Swasta	PLTP	Wayang Windu 3 (FTP2)	110	2020	Rencana
54	Swasta	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2020	Rencana
55	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2020	Rencana
56	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2020	Konstruksi
57	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2020	Konstruksi
58	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2020	Rencana
59	Swasta	PLTP	Wayang Windu 4 (FTP2)	110	2020	Rencana
60	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	2020	Rencana
61	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2020	Rencana
62	Swasta	PLTP	Tampomas (FTP2)	45	2020	Rencana
63	*Unallocated*	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2021	Pengadaan
64	*Unallocated*	PLTU	Jawa-11	600	2021	Rencana
65	Swasta	PLTP	Gn Ciremai (FTP2)	55	2022	Rencana
66	Swasta	PLTP	Gn Ciremai (FTP2)	55	2022	Rencana
67	*Unallocated*	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2022	Pengadaan
68	*Unallocated*	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1.000	2023	Rencana
69	*Unallocated*	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1.000	2023	Rencana
70	*Unallocated*	PLTU	Indramayu-5	1.000	2024	Rencana
	Jumlah			**12.257**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 11 lokasi dengan kapasitas sekitar 12.502 MVA seperti pada Tabel B3.4.

Tabel B3.4 Rencana Pengembangan GITET 500 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Gandul	500/150 kV	*Spare*	167	2015
2	Muaratawar	500/150 kV	*Spare*	167	2015
3	New Ujung Berung	500/150 kV	*Spare*	167	2016
4	Cibatu	500/150 kV	*Spare*	167	2016
5	Cibinong	500/150 kV	*Spare*	167	2016
6	Cirata	500/150 kV	*Spare*	167	2016
7	Bandung Selatan	500 kV	*Ext*	2 LB	2016
8	Cibinong	500/150 kV	*Ext*	500	2016
9	Cirata	500/150 kV	*Ext*	500	2016
10	Gandul	500/150 kV	*Ext*	500	2017
11	Tambun	500/150 kV	*New*	1000	2016
12	Delta Mas	500/150 kV	*New*	1000	2017
13	Cibatu Baru	500/150 kV	*New*	1000	2018
14	Muaratawar	500/150 kV	*New*	1000	2018
15	Cikalong	500/150 kV	*New*	500	2017
16	Mandirancan	500/150 kV	*Ext*	500	2018
17	Bandung Selatan	500 kV	*Ext*	2 LB	2019
18	PLTU Jawa-12 (KBN)	500 kV	*New*	2 LB	2019
19	Mandirancan	500 kV	*Ext*	2 LB	2019
20	Upper Cisokan PS	500 kV	*New*	2 LB	2019
21	Bogor X	500/150 kV	*New*	1000	2019
22	Bogor X dan *Converter* St	500/150 kV DC	*Uprate*	3000	2019
23	Gandul	500 kV	*New*	2 LB	2019
24	PLTU Jawa-7	500/150 kV	*New*	1000	2019
25	PLTU Indramayu	500 kV	*New*	6 LB	2019
26	Jawa-3 *Switching*	500 kV	*New*	8 LB	2021
27	Matenggeng PS	500 kV	*New*	2 LB	2022
	Jumlah			**12.502**	

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GIS/GI 150 kV baru dan penambahan trafo pada GI eksisting dengan total kapasitas 12.770 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.5.

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Pangandaran	70/20 kV	*Ext*	30	2015
2	Padalarang baru	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
3	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
4	Cibadak baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
5	Malangbong	70/20 kV	*Uprate*	30	2015
6	Majalaya	70/20 kV	*Ext*	30	2015
7	Karangnunggal	150/20 kV	*New*	30	2015
8	New Tasikmalaya	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
9	Semen Jawa	150/20 kV	*New*	60	2015
10	Braga (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
11	Cigereleng	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
12	Sukatani /Gobel	150/20 kV	*New*	120	2015
13	Cikarang Lippo	150/20 kV	*New*	120	2015
14	Cikedung	150/20 kV	*New*	60	2015
15	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2015
16	Kedung Badak Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
17	Cimanggis II/Tengah	150/20 kV	*New*	120	2015
18	Gunung Garuda Rajapaksi	150/20 kV	*New*	60	2015
19	Jatiluhur II	150/20 kV	*New*	60	2015
20	Indoliberty	150 kV	*New*	2 LB	2015
21	Cibatu	150/20 kV	*Ext*	60	2015
22	Jababeka	150 kV	*Ext*	1 LB	2015
23	Cibatu	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
24	Maligi	150 kV	*Ext*	1 LB	2015
25	Santosa	70/20 kV	*Ext*	20	2015
26	Haurgeulis	150/20 kV	*Ext*	60	2015
27	Sumadra	70/20 kV	*Ext*	30	2015
28	Tasikmalaya	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
29	Kamojang	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
30	Wayang Windu	150/70 kV	*Uprate*	100	2015
31	Garut	150/20 kV	*Ext*	60	2015
32	Poncol baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
33	Ciawi baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
34	Cianjur	150/20 kV	*Ext*	60	2015
35	Ujung Berung New/Rancakasumba baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
36	Ujung Berung New/Rancakasumba baru	150/20 kV	*New*	60	2015
37	Cileungsi II/Jonggol	150/20 kV	*New*	120	2015
38	Cibatu	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
39	Chandra Asri	150/20 kV	*Ext*	60	2015
40	Bekasi	150/20 kV	*Ext*	60	2015
41	Lembursitu Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
42	Dawuan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
43	Cikande	150/20 kV	*Ext*	60	2015
44	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	*Ext*	120	2015
45	Arjawinangun	70/20 kV	*Uprate*	30	2015

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
46	Padalarang baru	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
47	Pameungpeuk	70/20 kV	*Uprate*	30	2015
48	Cimanggis	150/20 kV	*Ext*	60	2015
49	Kamojang	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
50	Jui Shin Indonesia	150/20 kV	*Ext*	60	2016
51	Indomulia Cipta Nusantara	150 kV	*New*	5 LB	2016
52	ITP	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
53	Bogor Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
54	Cibeureum	150/20 kV	*Ext*	60	2016
55	Bekasi Utara/Tarumajaya	150/20 kV	*New*	120	2016
56	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	*New*	60	2016
57	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
58	Kadipaten Baru	150/20 kV	*New*	180	2016
59	Arjawinangun Baru	150/20 kV	*New*	120	2016
60	Bogor Baru II/Tajur (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016
61	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016
62	Kanci	150/20 kV	*New*	60	2016
63	Kiaracondong II/Rancanumpang	150/20 kV	*New*	120	2016
64	Air Liquide	150 kV	*New*	3 LB	2016
65	Gandamekar	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
66	Cibatu	150/20 kV	*Ext*	60	2016
67	Parakan	70/20 kV	*Ext*	30	2016
68	Kuningan	70/20 kV	*Ext*	30	2016
69	Babakan	70/20 kV	*Uprate*	30	2016
70	Pabuaran	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
71	Sukamandi	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
72	Ciamis	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
73	Drajat	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
74	Kamojang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
75	Sukatani	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
76	Saketi Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
77	Malangbong Baru	150/20 kV	*New*	120	2016
78	New Tasikmalaya	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
79	Cikumpay	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
80	Samator KIEC	150/20 kV	*New*	60	2016
81	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	*Ext*	60	2016
82	Panasia	150/20 kV	*Ext*	60	2016
83	Mekarsari	150/20 kV	*Ext*	60	2016
84	Depok II (GIS)	150/20 kV	*New*	180	2016
85	Bandung Selatan II/Soreang	150/20 kV	*New*	120	2016
86	Bekasi II/Pinggir Kali	150/20 kV	*New*	120	2016
87	Bekasi	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
88	Bunar Baru	150/20 kV	*New*	120	2016
89	Rangkasbitung Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
90	Cangkring Baru/Kapetakan	150/20 kV	*New*	120	2016

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
91	Cibadak Baru II/Cicurug	150/20 kV	*New*	120	2016
92	Pelabuhan Ratu PLTU	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
93	Cikumpay II/Sadang	150/20 kV	*New*	120	2016
94	Padalarang Baru II/Ngamprah	150/20 kV	*New*	120	2016
95	Cirata	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
96	Padalarang Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
97	Subang Baru/Pamanukan	150/20 kV	*New*	120	2016
98	Tambun II	150/20 kV	*New*	120	2016
99	Poncol Baru II/Bj.Menteng (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016
100	KIIC 2	150/20 kV	*New*	120	2016
101	Pinayungan	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
102	Garut	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
103	Lengkong	150/20 kV	*Ext*	60	2016
104	Cikarang Lippo	150/20 kV	*Ext*	60	2016
105	Poncol baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016
106	Kedungbadak baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016
107	Rancakusumba	150/20 kV	*Ext*	60	2016
108	Sukamandi	150/20 kV	*Ext*	60	2016
109	Lagadar	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
110	Depok / rawadenok	150/20 kV	*Ext*	60	2016
111	Garut	150/20 kV	*Ext*	60	2016
112	Padalarang	150 kV	*Uprate*	2 LB	2016
113	Padalarang	150 kV	*Uprate*	2 LB	2016
114	Cikarang Lippo	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
115	KIIC 2	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
116	Cikijing	150/20 kV	*New*	60	2017
117	Mandirancan	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
118	Muaratawar	150/20 kV	*New*	60	2017
119	Tanggeung/Cianjur Selatan	150/20 kV	*New*	60	2017
120	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
121	Bandung Timur Baru	150/20 kV	*New*	120	2017
122	Ujungberung	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
123	Kosambi baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017
124	Kuningan Baru	150/20 kV	*New*	120	2017
125	Majalaya Baru	150/20 kV	*New*	120	2017
126	Rancakasumba	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
127	Rengas Dengklok II / Cilamaya	150/20 kV	*New*	120	2017
128	Sukamandi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
129	Kertajati/Kadipaten Baru II	150/20 kV	*New*	120	2017
130	Kadipaten Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
131	Balongan	150/20 kV	*New*	120	2017
132	Jatibarang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
133	Depok/Rawadenok (Depok III)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
134	Cimanggis	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
135	Cikijing	150 kV	*Ext*	2 LB	2017

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
136	Malangbong Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
137	Kedung Badak Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
138	Sunyaragi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
139	Babat	150 kV	*Uprate*	2 LB	2017
140	Lamongan	150 kV	*Uprate*	4 LB	2017
141	Segoromadu	150 kV	*Uprate*	2 LB	2017
142	Cibatu	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
143	Bogor Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
144	Sawangan	150/20 kV	*New*	60	2017
145	Depok/Rawadenok (Depok III)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
146	Depok/Rawadenok (Depok III)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
147	Sumedang Baru/Tj.Sari	150/20 kV	*New*	120	2017
148	Ujung Berung New/Rancakasumba baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
149	Jababeka II/Pamahan	150/20 kV	*New*	120	2017
150	Bengkok Baru (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017
151	Kracak Baru	150/20 kV	*New*	60	2017
152	Kedung Badak	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
153	AUA/Heksa	150/20 kV	*New*	120	2017
154	PLTA Rajamandala	150/20 kV	*New*	120	2017
155	Arjawinangun baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017
156	Telukjambe	150/20 kV	*Ext*	60	2017
157	Sukatani/Gobel	150/20 kV	*Ext*	60	2017
158	Cikasungka	150/20 kV	*Ext*	60	2017
159	Ujungberung	150/20 kV	*Ext*	60	2017
160	Peruri	150/20 kV	*Ext*	60	2017
161	Cikedung	150/20 kV	*Ext*	60	2017
162	Cileungsi II/jonggol	150/20 kV	*Ext*	60	2017
163	Kiaracondong II/Rancanumpang	150/20 kV	*Ext*	60	2017
164	Sunyaragi	150/20 kV	*Ext*	60	2017
165	Babakan Baru	150/20 kV	*New*	120	2018
166	Telukjambe II	150/20 kV	*New*	120	2018
167	PLTU Labuhan	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
168	Ciawi Baru II/Cisarua	150/20 kV	*New*	120	2018
169	Kosambi Baru II	150/20 kV	*New*	60	2018
170	Cikande	150/20 kV	*Ext*	60	2018
171	Parakan Kondang Baru	150/20 kV	*New*	60	2018
172	Rancakasumba II/Sangian	150/20 kV	*New*	120	2018
173	Rancakasumba	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
174	Bogor X	150/20 kV	*New*	120	2018
175	Rengas Dengklok II / Cilamaya	150/20 kV	*Ext*	60	2018
176	Tambun II	150/20 kV	*Ext*	60	2018
177	Cibeureum	150/20 kV	*Ext*	60	2018
178	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018
179	Pameungpeuk	70/20 kV	*Ext*	30	2018
180	Tegal herang	150/20 kV	*Ext*	60	2018

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
181	Cikalong	150/20 kV	*New*	120	2018
182	Jatibarang	150/20 kV	*Ext*	60	2018
183	Karangnunggal	150/20 kV	*Ext*	60	2018
184	Cibabat III/Gunung Batu	150/20 kV	*New*	100	2019
185	Padalarang Baru II/Ngamprah	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
186	Cikande II	150/20 kV	*New*	100	2019
187	Pabuaran	150/20 kV	*Ext*	60	2019
188	Subang Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
189	Sukamandi	150/20 kV	*Ext*	60	2019
190	Cisolok Sukarame PLTP	150 kV	*Ext*	2 LB	2020
191	Pelabuhan Ratu	150 kV	*Ext*	2 LB	2020
192	Dawuan II/Cipasanggrahan	150/20 kV	*New*	100	2020
193	Dawuan	150 kV	*Ext*	2 LB	2020
194	Ujung Berung New/Rancakasumba baru	150/20 kV	*Ext*	60	2020
195	Kadipaten Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2020
196	Cimanggis II/Tengah	150/20 kV	*Ext*	60	2020
197	Lembursitu Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2020
198	Pangandaran Baru/Cikatomas	150/20 kV	*New*	120	2020
199	Banjar	150 kV	*Ext*	2 LB	2020
200	Kertajati/Kadipaten Baru II	150/20 kV	*Ext*	60	2021
201	Banjar	150/20 kV	*Uprate*	60	2021
202	Karangnunggal	150/20 kV	*Ext*	60	2021
203	Panasia II/Warung Lobak	150/20 kV	*New*	120	2021
204	Lagadar II/Bojong	150/20 kV	*New*	100	2022
205	Cirata baru	150/20 kV	*Ext*	60	2022
206	Garut II	150/20 kV	*New*	60	2022
207	Mandirancan	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
208	Rancakasumba II/Sangian	150/20 kV	*Ext*	60	2022
209	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	*Ext*	60	2022
210	Kanci	150/20 kV	*Ext*	60	2022
211	Subang Baru/Pamanukan	150/20 kV	*Ext*	60	2022
212	Fajar Surya W II/Muktiwari (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022
213	Surade	150/20 kV	*New*	120	2022
214	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
215	Tasikmalaya	150/20 kV	*Uprate*	60	2022
216	Kosambi Baru II	150/20 kV	*Ext*	60	2022
217	Cibatu	150/20 kV	*Ext*	60	2022
218	Telukjambe II	150/20 kV	*Ext*	60	2023
219	KIIC 2	150/20 kV	*Ext*	60	2023
220	Bogor Baru II/Tajur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023
221	Ciamis II/Kawali	150/20 kV	*New*	60	2023
222	Ciamis	150 kV	*Ext*	2 LB	2023
223	New Tasikmalaya	150/20 kV	*Ext*	60	2023
224	Cikasungka II/Nagreg	150/20 kV	*New*	60	2023
225	Cikasungka	150 kV	*Ext*	2 LB	2023

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
226	Malangbong Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2023
227	Kuningan baru	150/20 kV	*Ext*	60	2023
228	Mandirancan	150/20 kV	*Ext*	60	2023
229	Sumadra Baru	150/20 kV	*New*	120	2024
230	Cikalong	150 kV	*Ext*	2 LB	2024
231	Sentul	150/20 kV	*Ext*	60	2024
232	Cileungsi II/jonggol	150/20 kV	*Ext*	60	2024
233	Jababeka II/Pamahan	150/20 kV	*Ext*	60	2024
234	Babakan Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2024
235	Gandamekar	150/20 kV	*Ext*	60	2024
236	Poncol Baru II/Bj.Menteng (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024
237	Depok II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024
238	Asahimas II/Cinangka	150/20 kV	*Ext*	60	2024
	Jumlah			**12.770**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 704 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.6.

Tabel B3.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Tambun 500 kV	*Inc.* (Bkasi-Cibinong)	500 kV	*2 cct, 4xDove*	2	2016
2	Bandung Selatan	*Inc.* (Tasik-Depok)	500 kV	*2 cct, 4xGannet*	4	2016
3	Delta Mas	*Inc* (Cbatu-Cirata)	500 kV	*4 cct, 4xGannet*	8	2017
4	Cikalong	*Dbphi.* (Tasik-Depok)	500 kV	*4 cct, 4xGannet*	4	2017
5	Cibatu Baru	*Inc* (Muaratawar-Cibatu)	500 kV	*4 cct, 4xGannet*	20	2018
6	PLTGU Jawa-1	Cibatu Baru	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	80	2018
7	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	118	2019
8	*Upper Cisokan* PLTA	*Incomer* (Cibng-Sglng)	500 kV	*2 cct, 4xGannet*	30	2019
9	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	116	2019
10	Indramayu	Delta Mas	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	260	2019
11	Suralaya Lama	Suralaya Baru	500 kV	*1 cct, 4xZebra*	2	2019
12	PLTU Jawa-3	*Switching S/S* Jawa-3 *Inc* (Pemalang - Indramayu)	500 kV	*4 cct, 4xZebra*	40	2021
13	Matenggeng PLTA	*Inc* (Tasik-Rawalo)	500 kV	*2 cct, 4xDove*	20	2022
	Jumlah				**704**	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 3.908 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Karangnunggal	Tasikmalaya New	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	32	2015
2	Indoliberty	Maligi	150 kV	*1 cct, 1xHawk*	6	2015
3	Braga (GIS)	Cigereleng	150 kV	*2 cct, 1xCU800*	16	2015
4	Cikedung	Inc. (Jtbrg - Hrgls)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2015
5	Cikarang Lippo	Inc. (Cibatu-Gdamekar)	150 kV	*4 cct, 1xZebra*	2	2015
6	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	118	2015
7	Jatiluhur II	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	92	2015
8	Kamojang	Drajat	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	44	2015
9	Lagadar	Padalarang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	22	2015
10	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	26	2015
11	Padalarang	Cibabat	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	40	2015
12	Bogor Kota (GIS)	Kedung Badak Baru	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	20	2015
13	Cimanggis II/Tengah	Inc. (Kdbdk-Depok/Rawadenok (Depok III))	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	15	2015
14	Gunung Rajapaksi	Inc. double phi (Ckrg-Gdamekar)	150 kV	*4 cct, 1xCU2000*	12	2015
15	Sukatani /Gobel	Inc. (Bkasi Utara-Ksbru)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2015
16	Semen Jawa	Inc. (Lembursitu - PLTU Pelabuhan Ratu)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	4	2015
17	PLTP Kamojang	Kamojang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	2	2015
18	Depok II	Inc (Tx. Cimanggis-Rawadenok (Depok III))	150 kV	*2 cct, 2xZebra+2xCU 1000*	8	2016
19	Cibadak Baru II	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*2 cct, 2xTACSR520*	140	2016
20	Bogor Baru II/Tajur (GIS)	Inc. (Bgbru - Cianjur)	150 kV	*4 cct, 2xDove*	0	2016
21	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
22	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Kosambi)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	12	2016
23	Drajat	Garut	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	51	2016
24	Arjawinangun Baru	Inc.double phi (Jtbrg-Mdcan)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2016
25	PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 4 (Bekasi Power)	Sukatani	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	16	2016
26	U.Berung New/R.kasumba baru	Ujung Berung	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
27	U.Berung New/R.kasumba baru	Inc. (Ubrng-Rckek)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
28	ITP	Bogor Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
29	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	74	2016
30	Bekasi	Plumpang	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	16	2016
31	Kiaracondong II/Rancanumpang	Inc. (Krcdg-Ubrng)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	16	2016
32	New Tasikmalaya	Tasik Lama (Tx-Ciamis)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	128	2016
33	Kanci	Inc. (PLTU Kanci-Brebes)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	24	2016
34	Cigereleng	Lagadar	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	33	2016
35	Cigereleng	Bandung Selatan II/Soreang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	78	2016
36	Bekasi Utara/Tarumajaya	Inc. (Bkasi-Ksbru)	150 kV	*4 cct, 1xZebra*	4	2016
37	Air Liquide	Rajapaksi	150 kV	*2 cct, 1xHawk*	6	2016
38	Dayeuhkolot (GIS)	Inc (BdsIn-Cgrlng)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	6	2016
39	Kadipaten Baru	Inc.double phi (Sragi-Rckek)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	8	2016
40	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	60	2016
41	U.Berung New/R.kasumba baru	Inc. (Cksk-Rckek)	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	3	2016
42	Bandung Selatan	Wayang Windu	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	66	2016
43	Wayang Windu	Kamojang	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	62	2016
44	Kamojang	Drajat	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	28	2016
45	Bandung Selatan II/Soreang	Incomer (Cgrlng-Cnjur)	150 kV	*2 cct, 2xHTLSC dan 2cct, 2xZebra*	10	2016
46	Bekasi II/Pinggir Kali	Bekasi	150 kV	*2 cct, 2xCU1000*	8	2016
47	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	72	2016
48	Cangkring Baru/Kapetakan	Inc. (Jtbrg-Haurgelis)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2016
49	Cibadak Baru II/Cicurug	Inc (Cbdru-Ciawi)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2016
50	Cikumpay II/Sadang	Inc. (Crata-Ckpay)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2016

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
51	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	80	2016
52	Padalarang Baru II/Ngamprah	Cirata	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	60	2016
53	Padalarang Baru II/Ngamprah	Padalarang Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
54	Subang Baru	Inc.(Skmdi-Hrgls)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2016
55	Tambun II	Inc. (Pdklp-Tmbun)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	60	2016
56	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	40	2016
57	KIIC 2	Pinayungan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
58	PLTP Karaha Bodas	Garut	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2016
59	Depok III	Depok II	150 kV	*2 cct, 2xZebra+2xCU 1000*	8	2017
60	Aspek	Cileungsi	70 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	1	2017
61	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	*1 cct, HTLSC (1xHawk)*	18	2017
62	Purwakarta	Kosambi baru	70 kV	*1 cct, HTLSC (1xHawk)*	23	2017
63	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	166	2017
64	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	18	2017
65	Balongan	Jatibarang	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	34	2017
66	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	130	2017
67	Garut	Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	81	2017
68	Bandung Selatan	Garut	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	66	2017
69	Poncol Baru II/Bj.Menteng	Poncol Baru	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	2	2017
70	Poncol Baru II/Bj.Menteng	Tambun	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	22	2017
71	PLTA Rajamandala	Inc. (Cnjur-Cgrlg)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	8	2017
72	Kuningan Baru	Inc. (Ckjing - Mdcan)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
73	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	30	2017
74	Kertajati/Kadipaten Baru II	Kadipaten Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	32	2017
75	Rengasdengklok Baru/Cilamaya	Sukamandi	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	40	2017
76	Deltamas	Cikarang Lippo	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	31	2017
77	Deltamas	KIIC 2	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	22	2017
78	AUA/Heksa	Deltamas	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	13	2017
79	Sukatani /Gobel	Cikarang	150 kV	*1 cct, 2xZebra*	10	2017
80	Bogor baru	Kedung Badak	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	20	2017
81	Muaratawar	Inc. (Harapan Indah-Plumpang)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2017
82	Tanggeung/Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	*2 cct, 1xZebra*	120	2017
83	Cikijing	Mandirancan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	80	2017
84	Sumedang Baru/Tj. Sari	Rancakasumba/New Ujung Berung	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
85	Bengkok Baru	Inc. (Bdutr-Dgpkr)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
86	Jababeka II	Inc (Jbeka-Cbatu)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
87	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	20	2017
88	Babakan Baru	Inc.(Kanci-Brbes)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	60	2018
89	Teluk Jambe II	AUA	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	28	2018
90	Teluk Jambe II	Inc. (Tatajabar - Jatiluhur II)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2018
91	Kosambi Baru II	Inc. (Ksbru - Bkasi)	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	16	2018
92	Ciawi Baru II/Cisarua	Inc. (Bgbru-Cnjur)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2018
93	Parakan Kondang Baru	Inc (Rckek-Sragi)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2018
94	Bogor X	Inc. (Bunar-Kracak)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	8	2018
95	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	30	2018
96	Rancakasumba II/Sangian	Rancakasumba	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2018
97	Cikalong	Inc (Cgrlg-Lgdar)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2018
98	Cibabat III/Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	12	2019
99	PLTA Jatigede	Inc. (Rancaekek-Sunyaragi)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2019
100	PLTP Tangkuban Perahu I	Subang Baru	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	15	2019

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
101	Cikande II	Inc. (Serang - Cikande)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2019
102	PLTP Tampomas	Inc. (Rancaekek-Cikasungka)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	35	2020
103	Dawuan II/Cipasanggrahan	Dawuan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2020
104	PLTP Cibuni	Inc.(Cnjur-Tngng)	70 kV	*2 cct, 1xHawk*	50	2020
105	PLTP Tangkuban Perahu II	Inc. (Tangkuban Perahu I-Subang Baru)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	4	2020
106	PLTP Cisolok Sukarame	Inc. (Pelabuhan Ratu-Bayah)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	16	2020
107	Pangandaran II/Cikatomas	Banjar	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	100	2020
108	Panasia II/Warung Lobak	Inc. (Bandung Selatan - Panasia)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2021
109	Lagadar II/Bojong	Incomer (Lgdar-Pdlrg)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	8	2022
110	Garut II	Inc. (Garut-Bdsln)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2022
111	PLTP Gunung Ciremai	Mandirancan	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	40	2022
112	PLTP Gunung Endut	Rangkas Bitung	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	80	2022
113	Surade	Pelabuhan Ratu / Jampang Kulon	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2022
114	Fajar Surya W II/Muktiwari	Inc. (Ksbru-Bkasi)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	100	2022
115	Cikasungka II/Nagreg	Cikasungka	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	12	2023
116	Ciamis II/Kawali	Ciamis	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2023
117	Sumadra Baru	Cikalong	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2024
Jumlah					**3.908**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 4,1 juta pelanggan atau rata-rata 412 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 22.587 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 13.888 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 7.820 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.8.

Tabel B3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Inv estasi (Juta USD)
2015	2.122	1.344	713	787.696	259,35
2016	2.509	1.536	847	1.013.363	311,40
2017	2.228	1.336	774	468.266	255,06
2018	2.162	1.433	777	448.824	253,80
2019	2.291	1.510	788	230.322	248,13
2020	2.211	1.378	790	231.572	244,24
2021	2.364	1.376	784	233.047	247,81
2022	2.241	1.339	739	234.350	235,36
2023	2.260	1.324	803	236.153	247,58
2024	2.198	1.311	805	238.012	246,07
Jumlah	**22.587**	**13.888**	**7.820**	**4.121.605**	**2.549**

B3.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Barat sampai dengan tahun 2024 adalah USD 21,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B3.9.

Tabel B3.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	46.339	49.240	6.810	48	2.884	490	842
2016	49.289	52.369	7.241	344	6.238	1.435	1.378
2017	52.802	56.095	7.754	1.293	4.220	1.106	1.957
2018	56.717	60.248	8.326	1.622	3.850	342	1.974
2019	60.532	64.293	8.883	3.353	5.320	593	5.534
2020	64.739	68.755	9.497	567	460	259	1.649
2021	69.400	73.692	10.177	1.260	300	80	2.066
2022	73.959	78.527	10.842	770	860	298	1.533
2023	78.888	83.737	11.558	2.000	540	32	3.083
2024	84.119	89.264	12.318	1.000	600	20	1.679
Jumlah	**636.784**	**676.219**		**12.257**	**25.272**	**4.655**	**21.695**

LAMPIRAN B.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TENGAH

B4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 3.313 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV dengan kapasitas hingga 5.624 MW.

Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. PLTU Adipala 660 MW direncanakan akan beroperasi pada kuartal tahun pertama tahun 2015.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 2 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran dan Pedan, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.

Gambar B4.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Tengah

Kelistrikan Provinsi Jawa Tengah terdiri atas 3 subsistem 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 B4.1.

Tabel B4.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Jelok	PLTA	Air	Indonesia Power	20,5	20,4
2	Timo	PLTA	Air	Indonesia Power	12,0	11,9
3	Ketenger	PLTA	Air	Indonesia Power	8,0	8,5
4	Gerung	PLTA	Air	Indonesia Power	26,4	26,4
5	Wonogiri	PLTA	Air	Indonesia Power	12,4	12,4
6	Sempor	PLTA	Air	Indonesia Power	1,0	1,0
7	Mrica	PLTA	Air	Indonesia Power	180,9	157,9
8	Wadas Lintang	PLTA	Air	Indonesia Power	18,0	18,0
9	Kedung Ombo	PLTA	Air	Indonesia Power	22,5	22,3
10	Lambu	PLTA	Air	Indonesia Power	1,2	1,2
11	Pengkol	PLTA	Air	Indonesia Power	1,4	1,4
12	Selorejo	PLTA	Air	Indonesia Power	1,4	1,4
13	Tambak Lorok 1-2	PLTU	BBM	Indonesia Power	100,0	56,0
14	Tambak Lorok 3	PLTU	BBM	Indonesia Power	200,0	155,0
15	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517,0	508,3
16	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517,0	508,3
17	Cilacap	PLTG	BBM	Indonesia Power	55,0	40,0
18	Dieng	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60,0	45,0
19	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600,0	562,0
20	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	PLN	1.320,0	1.321,6
21	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	PLN	1.320,0	1.322,2
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630,0	560,0
Jumlah					**5.624,6**	**5.361,2**

B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015–2024 diperlihatkan pada Tabel B4.2.

Tabel B4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,23	20.653	21.857	3.369	9.049.045
2016	6,53	22.151	23.438	3.544	9.524.807
2017	6,94	23.820	25.199	3.739	9.740.533
2018	7,15	25.642	27.120	3.949	9.946.866
2019	7,25	27.609	29.194	4.172	10.081.265
2020	7,04	29.662	31.359	4.400	10.189.396
2021	7,04	31.854	33.669	4.639	10.299.167
2022	7,04	34.194	36.134	4.890	10.410.769
2023	7,04	36.690	38.764	5.153	10.524.383
2024	7,04	39.355	41.571	5.430	10.640.231
Pertumbuhan (%)	**6,93**	**7,43**	**7,40**	**5,45**	**1,82**

B4.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Tengah memiliki potensi tenaga air yang dapat dikembangkan mencapai 360 MW dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.981 MWe yang tersebar di 14 lokasi yaitu Banyugaram, Bumiayu, Baturaden - G. Slamet, Guci, Mangunan – Wanayasa, Candradimuka, Dieng, Krakal, Panulisan, G. Ungaran, G. Umbul – Telomoyo, Kuwuk, G. Lawu dan Klepu serta potensi dari batubara sebesar 0,82 juta ton[1].

Saat ini PLTGU Tambak Lorok masih beroperasi dengan menggunakan BBM. Pasokan gas untuk Tambak Lorok diperkirakan baru akan ada mulai akhir tahun 2014 (dari SPP) dan 2015 (dari Petronas). Selain itu Pertagas berencana untuk membangun FSRU LNG di Tambaklorok untuk memasok gas ke pembangkit PLN di Jawa Tengah dan Jawa Timur. Pasokan gas tersebut akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati,

[1] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon (telah ada pipa gas dari Cirebon hingga ke Jakarta). Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas.Namun demikian, kebutuhan LNG untuk pembangkit-pembangkit yang dapat dipasok dari pipa Trans-Jawa masih perlu dikaji lebih dahulu dengan mempertimbangkan pasokan gas eksisting dan tingginya harga LNG.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 7.181 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.3 berikut.

Tabel B4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTU	Adipala	660,0	2015	Konstruksi
2	Swasta	PLTU	Cilacap *exp*	614,0	2015	Konstruksi
3	PLN	PLTMG	Karimunjawa	4,0	2016	Pengadaan
4	Swasta	PLTM	Kunci Putih	1,0	2016	Konstruksi
5	Swasta	PLTM	Logawa Sunyalangu	1,5	2016	Konstruksi
6	Swasta	PLTM	Logawa Baseh	3,0	2017	Pendanaan
7	Swasta	PLTM	Banjaran Kebonmanis	2,2	2017	Pendanaan
8	Swasta	PLTM	Logawa Babakan	1,3	2017	Pendanaan
9	Swasta	PLTM	Logawa Baseh Karangpelem	1,9	2017	Pendanaan
10	Swasta	PLTM	Palumbungan	1,6	2017	Pendanaan
11	Swasta	PLTM	Gelang	0,3	2018	Pengadaan
12	Swasta	PLTM	Bendosari	4,0	2018	Pengadaan
13	Swasta	PLTM	Pugeran	6,0	2018	Pengadaan
14	Swasta	PLTM	Adipasir 2	0,3	2018	Pengadaan
15	Swasta	PLTM	Ambal	2,1	2018	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Pagarpelah	3,2	2018	Pengadaan
17	Swasta	PLTM	Gunung Wugul	3,0	2018	Pengadaan
18	Swasta	PLTM	Timbangreja	0,4	2018	Pengadaan
19	Swasta	PLTU	Jawa-8	1.000,0	2018	Pengadaan
20	Swasta	PLTM	Adipasir 1	0,3	2019	Pengadaan
21	Swasta	PLTM	Banyumlayu	0,5	2019	Pengadaan
22	Swasta	PLTM	Serayu	8,6	2019	Pengadaan
23	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2019	Rencana
24	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2019	Pendanaan
25	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950,0	2019	Pendanaan

Tabel B4.3. Rencana Pengembangan Pembangkit (Lanjutan)

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
26	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2019	Rencana
27	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1.000,0	2019	Rencana
28	PLN	PLTU	Jawa-10	660,0	2019	Rencana
29	PLN	PLTMG	Karimunjawa	1,0	2020	Rencana
30	Swasta	PLTM	Preng-1	1,8	2020	Rencana
31	Swasta	PLTM	Preng-2	4,5	2020	Rencana
32	Swasta	PLTM	Tulis	9,0	2020	Rencana
33	Swasta	PLTM	Harjosari	9,9	2020	Rencana
34	Swasta	PLTM	Lambur	8,0	2020	Rencana
35	Swasta	PLTM	Prukut Sambirata	1,5	2020	Rencana
36	Swasta	PLTM	Dadapayam	3,0	2020	Rencana
37	Swasta	PLTM	Binangun	3,8	2020	Rencana
38	Swasta	PLTM	Jimat	0,5	2020	Rencana
39	Swasta	PLTM	Damar	2,1	2020	Rencana
40	Swasta	PLTM	Pageruyung	4,4	2020	Rencana
41	PLN	PLTS	Karimunjawa	1,0	2021	Rencana
42	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	55,0	2021	Rencana
43	Swasta	PLTP	Ungaran (FTP2)	55,0	2021	Rencana
44	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110,0	2021	Rencana
45	Swasta	PLTP	Guci (FTP2)	55,0	2021	Rencana
46	Swasta	PLTP	Umbul Telomoyo (FTP2)	55,0	2022	Rencana
47	*Unallocated*	PS	Matenggeng PS	225,0	2022	Rencana
48	*Unallocated*	PS	Matenggeng PS	225,0	2022	Rencana
49	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110,0	2023	Rencana
50	*Unallocated*	PS	Matenggeng PS	225,0	2023	Rencana
51	*Unallocated*	PS	Matenggeng PS	225,0	2023	Rencana
52	*Unallocated*	PLTU	Jawa-13	1.000,0	2024	Rencana
53	*Unallocated*	PLTU	Jawa-13	1.000,0	2024	Rencana
	Jumlah			**10.324,7**		

Di Jawa Tengah terdapat subsistem *isolated* di Karimunjawa dengan beban puncak saat ini sekitar 2 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 3,4 MW pada 2024. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG CNG Karimunjawa 4 MW pada tahun 2016 serta PLTS 1 MW di 2021.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV tersebar di 8 lokasi dengan kapasitas sekitar 5.167 MVA seperti pada Tabel B4.4.

Tabel B4.4. Rencana Pengembangan GITET

No.	Gardu Induk	Tegangan	Ket	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Cilacap Exp	500 kV	*New*	3 LB	2015
2	PLTU Adipala	500 kV	*New*	6 LB	2015
3	Rawalo/Kesugihan	500/150 kV	*New*	500	2015
4	Rawalo/Kesugihan	500/150 kV	*Ext*	500	2015
5	Ungaran	500/150 kV	*Spare*	167	2016
6	Ampel	500/150 kV	*New*	1000	2017
7	Rawalo/Kesugihan	500/150 kV	*Ext*	1000	2017
8	Tanjung Jati B	500/150 kV	*Ext*	500	2017
9	Pemalang	500 kV	*New*	6 LB	2018
10	Pemalang	500/150 kV	*Ext*	1000	2018
11	PLTU Jateng	500 kV	*New*	3 LB	2019
12	Ungaran	500/150 kV	*Ext*	500	2020
	Jumlah			**5.167**	

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GIS/GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI eksisting dengan total kapasitas 6.280 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.5.

Tabel C4.5 Rencana Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Kebasen	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
2	Srondol	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
3	Mrica PLTA	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
4	Dieng	150/20 kV	*Ext*	30	2015
5	Banyudono	150/20 kV	*Ext*	60	2015
6	Lomanis	150/20 kV	*Ext*	60	2015
7	Majenang	150/20 kV	*Ext*	60	2015
8	Purworejo	150/20 kV	*Ext*	60	2015
9	Klaten	150/20 kV	*Ext*	60	2015
10	Gombong	150/20 kV	*Ext*	60	2015
11	Grogol/Solo Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2015
12	Kalibakal	150/20 kV	*Ext*	60	2015
13	Beringin	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
14	Ungaran	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
15	Tambak Lorok PLTU	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
16	Rawalo	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
17	Sanggrahan	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
18	Secang	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
19	Pandeanlamper	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
20	Pati	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
21	Pekalongan	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
22	Blora	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
23	Bumiayu	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
24	Wonosobo	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
25	Krapyak	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
26	Semanu	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
27	Sragen	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
28	Sragen	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
29	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	150 kV	*New*	5 LB	2015
30	Semen Indonesia	150 kV	*New*	3 LB	2015
31	Blora	150 kV	*Ext*	2 LB	2015
32	Temanggung	150/20 kV	*Ext*	60	2015
33	Brebes	150/20 kV	*Ext*	60	2015
34	Pudak Payung (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2015
35	Palur Baru/Gondang Rejo	150/20 kV	*Ext*	60	2015
36	Sinar Tambang Arta Lestari/Ajibarang	150/20 kV	*New*	30	2015
37	Cepu	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
38	Pedan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
39	Apac inti Corpora	150/20 kV	*New*	60	2015
40	Sritex (Jetis)	150 kV	*New*	5 LB	2016
41	Semen Indonesia Rembang	150 kV	*New*	3 LB	2016
42	PLTU Rembang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
43	Sluke /PLTU Rembang	150/20 kV	*Ext*	60	2016
44	Grogol/Solo Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016
45	Mojosongo	150/20 kV	*Uprate*	60	2016

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
46	Rembang	150/20 kV	*Ext*	60	2016
47	Mranggen	150/20 kV	*Ext*	60	2016
48	Pandeanlamper	150/20 kV	*Ext*	60	2016
49	Banyudono	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
50	Purwodadi	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
51	Sanggrahan	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
52	Wadaslintang	150/20 kV	*Uprate*	30	2016
53	Weleri	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
54	Pedan	150/20 kV	*Ext*	60	2016
55	Kebasen	150/20 kV	*Uprate*	60	2016
56	Semen Ultratech	150 kV	*New*	3 LB	2016
57	Nguntoronadi	150 kV	*Ext*	2 LB	2016
58	Semen Grobogan	150/20 kV	*New*	120	2016
59	Kedungombo PLTA	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
60	Weleri	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
61	Kudus II	150/20 kV	*New*	60	2017
62	New Pemalang	150/20 kV	*New*	60	2017
63	Tambaklorok PLTU (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017
64	Comal	150/20 kV	*New*	60	2017
65	Sluke II (Smelter Rembang)	150 kV	*New*	3 LB	2017
66	PLTU Rembang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
67	Medari	150/20 kV	*Ext*	60	2017
68	Semen Nusantara	150/20 kV	*Ext*	60	2017
69	Pemalang	150/20 kV	*Ext*	60	2017
70	Ampel	150/20 kV	*New*	120	2017
71	Kebumen	150/20 kV	*Uprate*	60	2017
72	Cerme	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
73	Kalibakal II	150/20 kV	*New*	60	2018
74	Pati II	150/20 kV	*New*	120	2018
75	Pati	150 kV	*Ext*	2 LB	2018
76	Batang	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
77	Purbalingga	150/20 kV	*Ext*	60	2018
78	Klaten	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
79	Tambaklorok Baru/Gajah	150/20 kV	*New*	60	2018
80	Jekulo	150/20 kV	*Uprate*	60	2018
81	Tegal Kota	150/20 kV	*New*	120	2018
82	Pandeanlamper II/Banget Ayu	150/20 kV	*New*	100	2019
83	Pandeanlamper	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
84	Dieng	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
85	Sanggrahan II/Rajeg	150/20 kV	*New*	60	2019
86	Wonosari	150/20 kV	*Uprate*	60	2019
87	Lomanis	150/20 kV	*Uprate*	60	2020
88	Kudus II	150/20 kV	*Ext*	60	2020
89	Bawen	150 kV	*Ext*	2 LB	2021
90	Bumiayu	150 kV	*Ext*	2 LB	2021

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
91	Sritex	150/20 kV	*Ext*	120	2021
92	Kalibakal II	150/20 kV	*Ext*	60	2021
93	Wonosobo	150/20 kV	*Ext*	60	2021
94	Tambaklorok PLTU (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021
95	Brebes	150/20 kV	*Uprate*	60	2021
96	Tambaklorok Baru/Gajah	150/20 kV	*Ext*	60	2022
97	Bawen	150/20 kV	*Ext*	60	2022
98	Masaran	150/20 kV	*Ext*	60	2022
99	Palur Baru/Gondang Rejo	150/20 kV	*Ext*	60	2022
100	Comal	150/20 kV	*Ext*	60	2022
101	Sragen	150/20 kV	*Ext*	60	2022
102	Kaliwungu	150/20 kV	*Ext*	60	2023
103	Kebasen II/Balapulang	150/20 kV	*Ext*	60	2023
104	Ungaran	150/20 kV	*Ext*	60	2023
105	Gombong	150/20 kV	*Uprate*	60	2023
106	Lomanis	150/20 kV	*Ext*	60	2023
107	Sanggrahan	150/20 kV	*Ext*	60	2023
108	Pemalang	150/20 kV	*Ext*	60	2023
109	Ampel	150/20 kV	*Ext*	60	2023
110	Mrica PLTA	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
111	Sragen II	150/20 kV	*New*	120	2024
112	Kedungombo	150 kV	*Ext*	2 LB	2024
113	Sragen	150 kV	*Ext*	2 LB	2024
114	Dieng	150/20 kV	*Uprate*	30	2024
115	Rawalo	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
116	Kebumen	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
117	Bawen	150/20 kV	*Ext*	60	2024
118	Krapyak	150/20 kV	*Uprate*	60	2024
	Jumlah			**6.280**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 733 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.6.

Tabel B4.6. Rencana Pengembangan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Rawalo/Kesugihan	*Dbphi* (Pedan-Tasik)	500 kV	*4 cct, 4xGannet*	4	2015
2	Rawalo/Kesugihan	PLTU Adipala	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	28	2015
3	PLTU Cilacap Exp	Adipala	500 kV	*2 cct, 4xDove*	10	2015
4	Tanjung Jati B	Tx Ungaran	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	260	2016
5	Ampel	*Inc* (Ungaran-Pedan)	500 kV	*2 cct, 4xGannet*	2	2017
6	PLTU Jateng	Pemalang 500 kV	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	40	2019
7	PLTU Jawa-12 (KBN)	*Inc* (Muaratawar - Priok)	500 kV	*2 cct, 1xCU2500*	10	2019
8	Tx Ungaran	Pemalang	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	63	2020
9	Pemalang	Indramayu	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	256	2020
10	Ungaran	Pedan	500 kV	*1 cct, 4xZebra*	60	2020
	Jumlah				**733**	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.392 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.7.

Tabel C4.7 Rencana Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Sunyaragi	Brebes	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	73	2015
2	Kudus	Purwodadi	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	63	2015
3	Purwodadi	Ungaran	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	68	2015
4	Sayung	Inc Tx (Bawen-Tbrok)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2015
5	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	*2 cct, 2xTACSR520*	120	2015
6	Semen Nusantara	Inc. (Kesugihan-Lomanis)	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	4	2015
7	New Rawalo/Kesugihan	Rawalo	150 kV	*2 cct, 1xHawk*	4	2015
8	Kesugihan	Gombong	150 kV	*2 cct, 2xHawk*	4	2015
9	Apac inti Corpora	Bawen	150 kV	*1 cct, 2xZebra*	2	2015
10	Sinar Tambang Artalestari	Inc. (Rawalo-Majenang)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	36	2015
11	Weleri	Ungaran	150 kV	*2 cct, 2xHawk*	76	2015
12	Semen Indonesia	Blora	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	16	2015
13	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	Inc. (Wonogiri-Wonosari)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2015
14	Batang	Weleri	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	62	2016
15	Kebasen	Pemalang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	56	2016
16	Kebasen	Brebes	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	30	2016
17	Kudus	Jepara	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	53	2016
18	Pekalongan	Batang	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	33	2016
19	Pemalang	Pekalongan	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	62	2016
20	Semen Grobogan	inc. (Mranggen-Purwodadi)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2016
21	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	48	2016
22	Semen Indonesia Rembang	PLTU Rembang	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	16	2016
23	Sritex (Jetis)	Inc. (Wonogiri-Wonosari)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	24	2016
24	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	*2 cct, 1xZebra*	30	2016
25	Kudus II	Inc.(Kudus-Jepara)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017
26	Sluke II (Smelter Rembang)	PLTU Rembang	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2017
27	Pemalang New	(inc Btang-Wleri)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	40	2017
28	Comal	Inc (Pekalongan-Pemalang)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2017
29	PLTU Tambaklorok (GIS)	Tambaklorok	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2017
30	Ampel	Inc. (Bawen-Klaten)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
31	Kalibakal II	Inc.(Klbkl-Bmayu)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2018
32	Tegal Kota	Inc.(Kebasen - Brebes)	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	10	2018
33	Pati II	Pati	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	20	2018
34	PLTP Dieng	Dieng	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2019
35	Pandeanlamper II	Pandeanlamper	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	10	2019
36	Sanggrahan II/Rajeg	Inc.(Sgrahan-Medari)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2019
37	PLTP Baturaden	Bumiayu	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2021
38	PLTP Guci	Inc.(Klbkl-Bmayu)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	40	2021
39	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	60	2021
40	PLTP Umbul Telomoyo	Inc (Sanggrahan - Bawen)	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	32	2022
41	Sragen II	Sragen	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2024
42	Sragen II	Kedungombo	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	10	2024
	Jumlah				**1.392**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2 juta pelanggan atau rata-rata 204 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 12.784 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 9.940 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 3.985 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.8 berikut.

Tabel B4.8 Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2015	1.346	908	337	451.696	102
2016	1.549	958	340	475.762	108
2017	1.258	983	321	215.726	86
2018	1.271	1.060	353	206.333	90
2019	1.268	1.055	388	134.399	90
2020	1.200	1.051	428	108.131	92
2021	1.179	1.029	415	109.771	90
2022	1.264	1.051	440	111.602	95
2023	1.233	939	467	113.614	96
2024	1.217	907	496	115.848	99
Jumlah	**12.784**	**9.940**	**3.985**	**2.042.882**	**947**

B4.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Tengah sampai dengan tahun 2024 adalah USD 16,4 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B4.9.

Tabel B4.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	20.653	21.857	3.369	1.274	3.100	547	1.984
2016	22.151	23.438	3.544	6	1.037	694	333
2017	23.820	25.199	3.739	10	3.220	152	264
2018	25.642	27.120	3.949	1.019	1.600	70	1.615
2019	27.609	29.194	4.172	2.674	220	90	3.994
2020	29.662	31.359	4.400	1.999	620	379	3.233
2021	31.854	33.669	4.639	276	360	140	784
2022	34.194	36.134	4.890	505	360	32	580
2023	36.690	38.764	5.153	560	480	-	714
2024	39.355	41.571	5.430	2.000	450	20	2.924
Jumlah	**291.630**	**308.304**		**10.325**	**11.447**	**2.125**	**16.426**

LAMPIRAN B.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)

B5.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DIY diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 410 MW, seluruhnya dipasok dari subsistem Pedan di provinsi Jawa Tengah.

Peta sistem kelistrikan DIY Jakarta ditunjukkan pada Gambar B5.1.

Gambar B5.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi DIY

B5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 diperlihatkan pada tabel B5.1.

Tabel B5.1. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	5,70	2.552	2.755	437	971.962
2016	5,98	2.735	2.942	460	1.008.783
2017	6,35	2.939	3.142	485	1.046.950
2018	6,54	3.161	3.363	512	1.086.513
2019	6,63	3.400	3.603	540	1.127.526
2020	6,45	3.651	3.856	569	1.170.043
2021	6,45	3.918	4.133	600	1.214.123
2022	6,45	4.203	4.428	632	1.236.908
2023	6,45	4.507	4.738	666	1.249.401
2024	6,45	4.831	5.073	701	1.261.564
Pertumbuhan (%)	**6,35**	**7,35**	**7,02**	**5,38**	**2,94**

B5.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi D.I.Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di 1 lokasi yaitu pada Parangtritis, Gunung Kidul[1].

Pengembangan Pembangkit

Pada tahun 2019 direncanakan akan beroperasi PLT Bayu Samas 50 MW yang akan dikembangkan oleh sebuah perusahaan swasta.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pengembangan GITET Pedan dengan tambahan 2 unit IBT 500/150 kV dan tambahan 1 fasa trafo *spare* dengan total 1.167 MVA seperti dalam Tabel B5.2.

Tabel B5.2 Pengembangan GITET 500/150 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Ket	Kapasitas (MVA/LB)	COD
1	Pedan	500/150 kV	*Spare*	167	2015
2	Pedan	500/150 kV	*Ext*	500	2015
3	Pedan	500/150 kV	*Ext*	500	2015
	Jumlah			**1.167**	

[1] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Untuk melayani pertumbuhan beban akan dibangun GI baru sebesar 660 MVA seperti pada Tabel C5.3.

Tabel C5.3 Pengembangan GI 150/20 kV

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA/LB)	COD
1	Wirobrajan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
2	Kentungan	150/20 kV	*Ext*	60	2015
3	Wates	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
4	Godean	150/20 kV	*Ext*	60	2016
5	Kentungan	150/20 kV	*Ext*	60	2018
6	Wates	150 kV	*Ext*	2 LB	2019
7	Kentungan Baru/Kalasan	150/20 kV	*New*	120	2019
8	Wates	150/20 kV	*Ext*	60	2019
9	Bantul Baru	150/20 kV	*New*	120	2021
10	Kentungan Baru/Kalasan	150/20 kV	*Ext*	60	2024
	Jumlah			**660**	

Pengembangan Transmisi

Tidak ada pengembangan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV, karena pengembangan hanya pada GITET eksisting.

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 110 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B5.4.

TabelB5.4 Rencana Pengembangan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Pedan	Wonosari	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	44	2016
2	PLTB Samas	Wates	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	46	2019
3	Kentungan Baru/Kalasan	Inc.(Pedan-Kentungan)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	20	2019
	Jumlah				**110**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 325 ribu pelanggan atau rata-rata 32 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.574 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 1.224 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 584 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B5.5 berikut.

Tabel B5.5 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi
2015	166	112	49	35.526	12,30
2016	191	118	50	36.822	12,94
2017	155	121	47	38.167	12,11
2018	157	131	52	39.563	12,90
2019	156	130	57	41.013	13,56
2020	148	129	62	42.518	14,17
2021	145	127	61	44.080	13,96
2022	155	129	65	22.785	13,38
2023	151	115	69	12.493	12,99
2024	149	111	73	12.163	13,39
Jumlah	**1.574**	**1.224**	**583**	**325.128**	**132**

B5.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi DI Yogyakarta sampai dengan tahun 2024 adalah USD 280 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B5.6.

Tabel B5.6 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	2.552	2.755	437	-	1.347	-	43
2016	2.735	2.942	460	-	60	44	20
2017	2.939	3.142	485	-	-	-	12
2018	3.161	3.363	512	-	60	-	15
2019	3.400	3.603	540	50	180	66	109
2020	3.651	3.856	569	-	-	-	14
2021	3.918	4.133	600	-	120	-	24
2022	4.203	4.428	632	-	-	-	13
2023	4.507	4.738	666	-	-	-	13
2024	4.831	5.073	701	-	60	-	16
Jumlah	**35.897**	**38.034**		**50**	**1.827**	**110**	**280**

LAMPIRAN B.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 5.096 MW. Beban dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas 8.775 MW. PLTU Tanjung Awar-Awar 2x350 MW diperkirakan beroperasi tahun 2014 (Unit 1) dan April 2016 (Unit 2).

Pembangkit listrik di Jawa Timur yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Paiton, PLTGU Gresik dan PLTGU Grati, sedang yang terhubung ke *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Gresik, PLTU Perak, PLTG Grati, PLTU Pacitan dan PLTA tersebar (Sutami, Tulung Agung, dll).

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.

Gambar B6.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Jawa Timur

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.
- GITET Ngimbang memasok Kab. Tuban, Kab. Bojonegoro, Kab. Pciran dan Kab. Lamongan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.1.

Tabel B6.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Karang Kates	PLTA	Air	PJB	105,0	103,0
2	Wlingi	PLTA	Air	PJB	54,0	53,6
3	Ledoyo	PLTA	Air	PJB	4,5	4,5
4	Selorejo	PLTA	Air	PJB	4,5	4,7
5	Sengguruh	PLTA	Air	PJB	29,0	28,5
6	Tulung Agung	PLTA	Air	PJB	36,0	35,7
7	Mendalan	PLTA	Air	PJB	23,0	20,7
8	Siman	PLTA	Air	PJB	10,8	10,2
9	Madiun	PLTA	Air	PJB	8,1	8,0
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800,0	740,0
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1.230,0	1.220,0
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1.220,0	1.220,0
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas	PJB	200,0	160,0
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas	PJB	400,0	333,0
15	Perak	PLTU	BBM	Indonesia Power	100,0	72,0
16	Gresik	PLTG	Gas	PJB	61,6	31,0
17	Gilitimur	PLTG	BBM	PJB	40,2	-
18	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	Indonesia Power	461,8	454,2
19	Grati Blok 2	PLTG	Gas	Indonesia Power	302,3	300,0
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas	PJB	526,3	480,0
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas	PJB	526,3	420,0
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas	PJB	526,3	480,0
23	Paiton 3	PLTU	Batubara	Swasta	815,0	815,0
24	Paiton 9	PLTU	Batubara	PLN	660,0	615,0
25	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	630,0	580,0
26	Tanjung Awar-awar 1	PLTU	Batubara	PLN	350,0	332,0
Jumlah					**9.124,7**	**8.521,1**

B6.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015-2024 diperlihatkan pada Tabel B6.2.

Tabel B6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	7,20	33.422	35.487	5.471	9.953.832
2016	7,20	36.104	38.310	5.854	10.416.908
2017	7,20	39.327	41.695	6.318	10.884.450
2018	7,20	42.704	45.242	6.797	11.356.413
2019	7,20	46.544	49.273	7.341	11.832.689
2020	7,20	50.633	53.580	7.913	11.993.641
2021	7,20	54.714	57.880	8.483	12.105.633
2022	7,20	59.014	62.403	9.078	12.218.112
2023	7,20	63.553	67.181	9.699	12.331.357
2024	7,20	68.355	72.234	10.351	12.445.440
Pertumbuhan (%)	**7,20**	**8,27**	**8,22**	**7,34**	**2,51**

B6.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari potensi gas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 5,73 TSCF, minyak bumi 1.031,94 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 2.162,0 MW pada 4 lokasi yaitu Grindulu-PS-3, K.Konto-PS, Karangkjates Ext. dan Kalikonto-2. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.274 MWe yang tersebar di 11 lokasi yaitu pada Melati Pacitan, Rejosari Pacitan, Telaga Ngebel Ponorogo, G. Pandan Madiun, G. Arjuno – Welirang, Cangar, Songgoriti, Tirtosari Sumenep, Argopuro Probolinggo, Tiris - G. Lamongan Probolinggo dan Blawan - Ijen Bondowoso[1].

Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, antara lain dari Kodeco, Hess, KEI, WNE dan Santos. Namun demikian

[1] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur pada tahun 2016. Walaupun demikian sebenarnya potensi gas di Jawa Timur cukup banyak, sehingga diharapkan kekurangan tersebut dapat terpenuhi. Selain itu juga diperkirakan ada potensi gas dari Lapangan Cepu, sehingga PLN merencanakan pembangunan PLTGU di Gresik sebesar 800 MW.

Pertagas berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa, yaitu gas akan dialirkan melalui pipa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Grati, Gresik, Tambak Lorok hingga Cirebon.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2024, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 2.752 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.3.

Di Jawa Timur terdapat subsistem *isolated* di Bawean dengan beban puncak saat ini sekitar 3 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 7,8 MW pada 2024. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG Bawean 5 MW pada tahun 2014/15 dan tambahan lagi sebesar 3 MW di 2021 dan 3 MW di 2021. Selain itu juga terdapat beberapa sistem *isolated* di Sumenep yang dipasok dengan PLTD.

Tabel B6.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTGU	Grati	300	2016	Pengadaan
2	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	350	2016	Konstruksi
3	PLN	PLTGU	Grati *Add-on* Blok 2	150	2016	Rencana
4	PLN	PLTGU	Grati	150	2017	Pengadaan
5	Swasta	PLTM	Lodoyo	10	2017	Rencana
6	PLN	PLTGU/MG	*Peaker* Jawa-Bali 2	500	2017	Rencana
7	PLN	PLTGU	Jawa-3	800	2018	Rencana
8	Swasta	PLTM	Pacet	2	2019	Pengadaan
9	Swasta	PLTM	Balelo	4	2019	Pengadaan
10	PLN	PLTMG	Bawean	2	2020	Rencana
11	Swasta	PLTM	Jompo 1 (Jompo Atas)	2	2020	Rencana
12	Swasta	PLTM	Jompo 2 (Jompo Bawah)	3	2020	Rencana
13	Swasta	PLTM	Kali Tengah (Sungai Tengah)	1	2020	Rencana
14	Swasta	PLTM	Ketajek	3	2020	Rencana
15	Swasta	PLTM	Zeelandia	2	2020	Rencana
16	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2020	Rencana
17	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2020	Rencana
18	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2020	Rencana
19	*Unallocated*	PLTA	Karangkates #4-5	100	2020	Rencana
20	*Unallocated*	PLTA	Kesamben	37	2020	Rencana
21	*Unallocated*	PLTMG	Bawean	3	2020	Rencana
22	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2021	Rencana
23	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	2021	Rencana
24	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2021	Rencana
25	*Unallocated*	PLTMG	Bawean	3	2021	Rencana
	Jumlah			**2.752**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan dan pengembangan GITET 500 kV tersebar di 9 lokasi dengan kapasitas sekitar 5.668 MVA seperti pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Rencana Pengembangan GITET

No.	Gardu Induk	Tegangan	Ket	Kapasitas (MVA/LB)	COD
1	Kediri	500/150 kV	*Ext*	500	2015
2	Krian	500/150 kV	*Spare*	167	2015
3	Krian	500/150 kV	*Ext*	500	2015
4	Kediri	500/150 kV	*Spare*	167	2015
5	Surabaya selatan	500/150 kV	*New*	1000	2015
6	Grati	500/150 kV	*Spare*	167	2016
7	Gresik	500/150 kV	*Spare*	500	2016
8	Ngimbang	500/150 kV	*Spare*	167	2016
9	Bangil	500/150 kV	*New*	1000	2017
10	Surabaya selatan	500/150 kV	*Ext*	500	2017
11	Paiton (GIS)	500 kV	*Ext*	2 LB	2018
12	Tandes (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2018
	Jumlah			**5.668**	

Untuk meningkatkan keandalan direncanakan untuk menyediakan 4 buah trafo 1 fasa 167 MVA yang ditempatkan di GITET Krian, Kediri, Grati, dan Ngimbang.

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GIS/GI 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 9.550 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B6.5.

Tabel B6.5 Rencana Pengembangan GI

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2015
2	Balongbendo	150/20 kV	Ext	60	2015
3	Kenjeran	150/20 kV	Ext	60	2015
4	Kebonagung	150/20 kV	Ext	60	2015
5	Bangkalan	150/20 kV	Upr	60	2015
6	Tandes II/Sambi Kerep	150/20 kV	New	120	2015
7	New Jombang	150/20 kV	New	60	2015
8	Jaya kertas	150 kV	Ext	2 LB	2015
9	Mliwang	150 kV	Ext	1 LB	2015
10	PLTU Perak	150 kV	Ext	1 LB	2015
11	Manyar	150 kV	Ext	2 LB	2015
12	Bambe	150/20 kV	New	120	2015
13	Karang pilang	150 kV	Ext	2 LB	2015
14	Sidoarjo	150/20 kV	New	60	2015
15	Cheil Jedang	150 kV	New	3 LB	2015
16	New Jombang	150 kV	Ext	2 LB	2015
17	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2015
18	Bumi Cokro	150/20 kV	Ext	60	2015
19	Blitar Baru	70/20 kV	Ext	20	2015
20	Pier	150/20 kV	Ext	60	2015
21	Bulukandang	150/20 kV	Upr	60	2015
22	Gili Timur	150/20 kV	Upr	30	2015
23	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2015
24	Java Fortis	150 kV	New	3 LB	2015
25	Cerme	150/20 kV	Ext	60	2015
26	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2015
27	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2015
28	Bondowoso	150/20 kV	Upr	60	2015
29	Banaran	150/20 kV	Upr	60	2015
30	Tanggul	150/20 kV	Ext	60	2015
31	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	150 kV	New	3 LB	2016
32	Surabaya Steel	150 kV	New	5 LB	2016
33	Kedinding (GIS)	150/20 kV	New	60	2016
34	Pelindo III	150 kV	New	3 LB	2016
35	Alta Prima	150 kV	Ext	2 LB	2016
36	Multi Baja Industri	150 kV	New	5 LB	2016
37	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2016
38	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2016
39	Sukolilo	150 kV	Ext	2 LB	2016
40	Sekarputih	150 kV	Ext	2 LB	2016
41	Kenjeran	150 kV	Upr	2 LB	2016
42	Kediri Baru	150 kV	Ext	2 LB	2016
43	Simogunung (GIS)	150/20 kV	New	120	2016
44	Gempol/New Porong	150/20 kV	New	60	2016
45	Pare	70/20 kV	Upr	30	2016

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
46	Wlingi II	150/20 kV	New	30	2016
47	Tulungagung II	150 kV	Ext	2 LB	2016
48	Tulungagung II	150/20 kV	New	60	2016
49	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2016
50	Kalisari	150/20 kV	New	60	2016
51	Surabaya Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2016
52	Jember	150/20 kV	Upr	60	2016
53	Sby Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	Ext	60	2016
54	Kediri Baru (Gitet)	150/20 kV	Ext	60	2016
55	Undaan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2016
56	PLTU Pacitan/Sudimoro	150/20 kV	Ext	60	2016
57	Ngoro	150/20 kV	Ext	60	2016
58	Sekarputih	150/20 kV	Upr	60	2016
59	Sengkaling	150/20 kV	Upr	60	2016
60	Pacitan Baru	150/20 kV	Ext	60	2016
61	Sumenep	150/20 kV	Ext	60	2016
62	PLTA Wlingi	150/20 kV	Upr	60	2016
63	Babat/Baureno	150/20 kV	Upr	60	2016
64	Probolinggo	150/20 kV	Upr	60	2016
65	Segoro Madu	150/20 kV	Ext	20	2016
66	New Buduran/Sedati (GIS)	150/20 kV	New	120	2017
67	Manyar	150/70 kV	Upr	60	2017
68	Bangil New	150/20 kV	New	120	2017
69	Blimbing Baru	150/20 kV	New	180	2017
70	Pandaan Baru	150/20 kV	New	120	2017
71	Gembong (GIS)	150/20 kV	New	60	2017
72	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2017
73	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2017
74	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2017
75	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2017
76	Sukolilo	150/20 kV	Ext	60	2017
77	Tuban	150/20 kV	Ext	60	2017
78	Alta prima	150/20 kV	Upr	60	2017
79	Wonogiri	150/20 kV	Upr	60	2017
80	Babat/Baureno	150/20 kV	Upr	60	2017
81	Ponorogo II	150/20 kV	Ext	60	2017
82	Mliwang/Dwima Agung	150/20 kV	Ext	60	2017
83	Jember II / Arjasa	150/20 kV	New	120	2018
84	Cerme	150/20 kV	Ext	60	2018
85	Bangil	150/20 kV	Upr	60	2018
86	Jaya Kertas	150/20 kV	Ext	60	2018
87	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2018
88	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2018
89	Banaran	150/20 kV	Ext	60	2018
90	Sekarputih	150/20 kV	Ext	60	2018

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
91	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2018
92	Krian	150/20 kV	Ext	60	2018
93	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2018
94	Pamekasan	150/20 kV	Upr	60	2018
95	Sampang	150/20 kV	Upr	60	2018
96	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Upr	60	2018
97	Nganjuk	70/20 kV	Upr	30	2018
98	Balongbendo	150/20 kV	Ext	60	2018
99	Segoro Madu	150/20 kV	Ext	60	2018
100	Karang Pilang	150/20 kV	Ext	60	2018
101	New Driyorejo	150/20 kV	New	120	2019
102	Magetan Baru	150/20 kV	New	120	2019
103	Manisrejo	150 kV	Ext	2 LB	2019
104	Trenggalek Baru	150/20 kV	New	120	2019
105	Caruban Baru	150/20 kV	New	120	2019
106	Jember Selatan/Puger	150/20 kV	New	100	2019
107	Leces	150/20 kV	New	60	2019
108	Sekarputih II/Gondang	150/20 kV	New	100	2019
118	Wonokromo	150/20 kV	Ext	60	2019
109	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2019
110	Sby. Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	Ext	60	2019
111	Kraksaan	150/20 kV	Upr	60	2019
112	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2019
113	Manisrejo	150/20 kV	Ext	60	2019
114	Banyuwangi	150 kV	Ext	2 LB	2020
115	Turen Baru	150/20 kV	New	120	2020
116	Pare Baru	150/20 kV	New	120	2020
117	Batu Marmar	150/20 kV	New	120	2020
118	Pacitan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2020
119	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2020
120	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2020
121	Petrokimia	150/20 kV	Upr	60	2020
122	Kalisari	150/20 kV	Ext	60	2020
123	Lawang	150/20 kV	Upr	60	2020
124	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2020
125	Nganjuk	70/20 kV	Upr	30	2020
126	New Ngimbang	150/20 kV	Ext	60	2020
127	Gondang Wetan	150/20 kV	Upr	60	2020
128	Meranggen / Maospati	70/20 kV	Upr	30	2020
129	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2020
130	Siman	70/20 kV	Ext	30	2020
131	Ngagel	150/20 kV	Upr	60	2020
132	Probolinggo	150 kV	Ext	2 LB	2021
133	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2021
134	Segoro Madu	150/20 kV	Upr	60	2021
135	Bojonegoro	150/20 kV	Upr	60	2021

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
136	Brondong/Paciran	150/20 kV	Ext	60	2021
137	Kraksaan	150/20 kV	Ext	60	2021
138	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2021
139	Ngawi	150/20 kV	Ext	60	2021
140	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021
141	Kebonagung	150/20 kV	Upr	60	2021
142	Gili Timur	150/20 kV	Upr	60	2021
143	Bangkalan	150/20 kV	Upr	60	2021
144	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2021
145	Blimbing Baru	150/20 kV	Ext	60	2022
146	Kasih jatim	150/20 kV	Ext	60	2022
147	Sampang	150/20 kV	Ext	60	2022
148	Banaran	150/20 kV	Ext	60	2022
149	Bondowoso	150/20 kV	Upr	60	2022
150	Petrokimia	150/20 kV	Ext	60	2022
151	New Sukorejo/Purwosari	150/20 kV	Ext	60	2022
152	Sekarputih II/Gondang	150/20 kV	Ext	100	2022
153	Gempol/New Porong	150/20 kV	Ext	60	2022
154	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2023
155	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2023
156	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2023
157	Babat/Baureno	150/20 kV	Ext	60	2023
158	Kupang	150/20 kV	Ext	60	2023
159	Pandaan Baru	150/20 kV	Ext	60	2023
160	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2023
161	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2023
162	Manisrejo	150/20 kV	Ext	60	2023
163	Krembangan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023
164	Gondang Wetan	150/20 kV	Ext	60	2023
165	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2024
166	Bojonegoro	150/20 kV	Ext	60	2024
167	Karang Pilang	150/20 kV	Ext	60	2024
168	Tuban	150/20 kV	Upr	60	2024
169	Lamongan	150/20 kV	Upr	60	2024
170	Banyuwangi	150/20 kV	Upr	60	2024
171	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Upr	60	2024
172	Bambe	150/20 kV	Ext	60	2024
173	Ponorogo II	150/20 kV	Ext	60	2024
174	Alta prima	150/20 kV	Ext	60	2024
175	Lawang	150/20 kV	Ext	60	2024
176	Caruban Baru	150/20 kV	Ext	60	2024
177	Tandes	150/20 kV	Upr	60	2024
	Jumlah			**9550**	

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 458 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.6.

Tabel B6.6 Rencana Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Surabaya Selatan	Grati	500 kV	*2 cct, 4xGannet*	160	2015
2	Bangil	Inc. (Paiton-Kediri)	500 kV	*2 cct, 4xGannet*	4	2017
3	Paiton	Watu Dodol	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	262	2018
4	Watu Dodol	Segararupek	500 kV	*2 cct, ACS 380*	8	2018
5	Tandes	Gresik	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	24	2018
					458	

Selaras dengan pembangunan GIS 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 1.678 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.7.

Tabel B6.7 Rencana Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Tandes II/Sambi Kerep	Inc.(Waru-Gresik)	150 kV	2 cct, 1xCU1000	4,0	2015
2	New Jombang	Jayakertas	150 kV	2 cct, 2xZebra	36,0	2015
3	Surabaya Barat	Driyorejo	150 kV	2 cct, HTLSC (2xHawk)	10,6	2015
4	Cheil Jedang	New Jombang	150 kV	2 cct, 2xZebra	11,0	2015
5	Gresik (GIS)	Gresik (Konv)	150 kV	1 cct, 2xCU1000	0,3	2015
6	Sidoarjo	Inc. (Bdran-Bngil)	150 kV	4 cct, 1xTACSR330	4,0	2015
7	Bambe	Karangpilang	150 kV	2 cct, 2xZebra	10,0	2015
8	Simogunung (GIS)	Inc.(Swhan-Waru)	150 kV	4 cct, 2xZebra	20,0	2016
9	Paiton	Kraksaan	150 kV	2 cct, 2xTACSR330	40,1	2016
10	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	2 cct, 2xTACSR330	60,5	2016
11	New Porong/Gempol	Inc (New Sidoarjo-Bangil)	150 kV	4 cct, 1xTACSR330	8,0	2016
12	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	Manyar	70 kV	1 cct, 1xCU1000	2,0	2016
13	Grati	Pier	150 kV	2 cct, 2xZebra	64,0	2016
14	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	2 cct, 2xZebra	68,0	2016
15	Tulungagung II	Kediri	150 kV	2 cct, 2xZebra	80,0	2016
16	Kalisari	Surabaya Selatan	150 kV	2 cct, 2xZebra	24,0	2016
17	Sukolilo	Kalisari	150 kV	2 cct, 1xCU1000	2,4	2016
18	Sekarputih	Kertosono	150 kV	2 cct, 2xTACSR410	88,2	2016
19	Ujung	Kenjeran	150 kV	2 cct, HTLSC (2xHawk)	17,0	2016
20	Kedinding	Tx Ujung	150 kV	2 cct, HTLSC (2xHawk)	2,4	2016
21	Kedinding	Tx Kenjeran	150 kV	2 cct, HTLSC (2xHawk)	2,4	2016
22	Kedinding	Tx Bangkalan	150 kV	2 cct, 1xCU800	2,4	2016
23	Kediri Baru	Jayakertas/Kertosono	150 kV	2 cct, HTLSC (2xHawk)	64,0	2016
24	Surabaya Steel	Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme)	150 kV	4 cct, 2xGannet	8,0	2016
25	Java Fortis	Ngimbang	150 kV	2 cct, 2xZebra	30,0	2016
26	Pelindo III	Altaprima	150 kV	2 cct, 2xZebra	128,0	2016
27	Multi Baja Industri	Inc. (Ngimbang-Mliwang)	150 kV	4 cct, 2xZebra	64,0	2016
28	New Buduran/Sedati	Inc.(Bngil-Waru)	150 kV	4 cct, 2xZebra	4,0	2017
29	Cheil Jedang	Ngimbang	150 kV	2 cct, 2xTACSR410	22,0	2017
30	Bangil	Sidoarjo	150 kV	2 cct, 2xTACSR410	28,0	2017

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
31	Babat	Lamongan	150 kV	2 cct, 2xTACSR410	40,8	2017
32	Lamongan	Segoromadu	150 kV	2 cct, 2xTACSR410	56,4	2017
33	Cerme	Inc. (Lamongan - Segoromadu)	150 kV	4 cct, 2xTACSR410	4,0	2017
34	Bangil New	Bangil	150 kV	2 cct, 2xHTLSC (ACSR 330)	40,0	2017
35	Bangil New	Blimbing Baru	150 kV	2 cct, 2xTACSR520	40,0	2017
36	Bangil New	Lawang/Bulu Kandang	150 kV	2 cct, 2xHTLSC (ACSR 330)	40,0	2017
37	Tandes New	Tandes	150 kV	2 cct, 2xTACSR520	10,0	2017
38	Tandes	Perak	150 kV	2 cct, 2xACSR330	17,7	2017
39	Perak	Ujung	150 kV	2 cct, 2xACSR330	6,3	2017
40	Darmo Grande	Tandes	150 kV	2 cct, 2xACSR330	9,1	2017
41	Sukolilo	Kenjeran	150 kV	2 cct, 2xACSR330	8,7	2017
42	Kedung Ombo	Sragen	150 kV	2 cct, 2xZebra	30,0	2017
43	Blimbing Baru	Inc. (Pier-Pakis)	150 kV	4 cct, 2xZebra	60,0	2017
44	Pandaan Baru	Inc. (Bangil-Lawang)	150 kV	4 cct, 2xZebra	40,0	2017
45	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso-Jember)	150 kV	4 cct, 2xZebra	20,0	2017
46	New Driyorejo	Inc. (Balongbendo-Sekarputih)	150 kV	4 cct, 2xZebra	20,0	2019
47	Trenggalek Baru	Tulungagung II	150 kV	2 cct, 2xZebra	59,6	2019
48	Jember Selatan/Puger	Jember	150 kV	2 cct, 2xZebra	30,0	2019
49	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	2 cct, 2xZebra	60,0	2020
50	PLTP Wilis/Ngebel	Pacitan Baru	150 kV	2 cct, 2xZebra	60,0	2020
51	PLTA Karangkates	Sutami	150 kV	2 cct, 2xZebra	10,0	2020
52	PLTA Kesamben	Sutami	150 kV	2 cct, 2xZebra	20,0	2020
53	Turen Baru	Inc. (Kebonagung-Pakis)	150 kV	4 cct, 2xZebra	20,0	2020
54	Pare Baru	Banaran	150 kV	2 cct, 2xZebra	10,0	2020
55	PLTP Iyang Argopuro	Probolinggo	150 kV	2 cct, 2xZebra	60,0	2021
					1.677,9	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,95 juta pelanggan atau rata-rata 295 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 14.384 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 11.425 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 6.579 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B6.8 berikut.

Tabel B6.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2015	1.351	1.051	610	458.429	159
2016	1.403	1.092	647	463.076	166
2017	1.336	1.156	638	467.542	165
2018	1.416	1.102	646	471.963	167
2019	1.516	1.180	642	476.276	172
2020	1.450	1.128	650	160.952	151
2021	1.371	1.143	640	111.992	145
2022	1.479	1.151	662	112.480	151
2023	1.593	1.222	698	113.245	160
2024	1.468	1.200	748	114.082	162
Jumlah	**14.384**	**11.425**	**6.579**	**2.950.037**	**1.598**

B6.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Jawa Timur sampai dengan tahun 2024 adalah USD 6 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B6.9.

Tabel B6.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	33.422	35.487	5.471	-	3.644	236	377
2016	36.104	38.310	5.854	800	2.054	775	1.194
2017	39.327	41.695	6.318	660	2.700	481	985
2018	42.704	45.242	6.797	800	2.110	294	1.189
2019	46.544	49.273	7.341	6	1.100	110	268
2020	50.633	53.580	7.913	319	930	180	922
2021	54.714	57.880	8.483	168	690	60	576
2022	59.014	62.403	9.078	-	580	-	170
2023	63.553	67.181	9.699	-	630	-	183
2024	68.355	72.234	10.351	-	780	-	187
Jumlah	**494.370**	**523.286**		**2.752**	**15.218**	**2.136**	**6.051**

LAMPIRAN B.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BALI

B7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem Bali diperkirakan sampai akhir tahun 2014 sekitar 786 MW. Daya dipasok dari pembangkit 150 kV sebesar 559 MW yang semuanya menggunakan BBM dan pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk PLTD sewa sebesar 126 MW sejak tahun 2010.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.

Gambar B7.1. Peta Jaringan TT dan TET di Provinsi Bali

Semua pembangkit di Bali menggunakan BBM, sehingga biaya produksi listrik sangat mahal. Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel B7.1.

Tabel B7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Pesanggaran	PLTG	BBM	Indonesia Power	126	108
2	Gilimanuk	PLTG	BBM	Indonesia Power	134	130
3	Pemaron	PLTG	BBM	Indonesia Power	98	40
4	Pesanggaran	PLTD	BBM	Indonesia Power	76	16
5	Pesanggaran BOO	PLTD	BBM	Indonesia Power	30	30
6	Pesanggaran BOT	PLTD	BBM	Indonesia Power	51	50
7	Pemaron Sewa	PLTD	BBM	Indonesia Power	125	125
Jumlah					**559**	**499**

B7.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Dari realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 diperlihatkan pada Tabel B7.2.

Tabel B7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,38	4.721	4.981	856	1.131.989
2016	6,70	5.158	5.439	934	1.193.417
2017	7,12	5.591	5.892	1.011	1.235.660
2018	7,33	6.068	6.390	1.096	1.278.856
2019	7,43	6.589	6.934	1.189	1.322.888
2020	7,22	7.218	7.594	1.302	1.368.166
2021	7,22	7.842	8.247	1.413	1.393.114
2022	7,22	8.515	8.952	1.534	1.418.792
2023	7,22	9.243	9.714	1.663	1.445.218
2024	7,22	10.030	10.537	1.804	1.472.520
Pertumbuhan (%)	**7,11**	**8,73**	**8,68**	**8,64**	**2,97**

B7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bali memiliki potensi energi yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari Potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 296 MWe terdapat di 5 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan dan Buyan-Bratan Buleleng[1]. Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari provinsi lain, meliputi BBM seperti saat ini, batubara terkait dengan PLTU Celukan Bawang dan kemungkinan mini LNG ke Pesanggaran sesuai dengan kelayakan keekonomiannya.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2024, direncanakan tambahan pembangkit sebesar 611 MW yang terdiri dari pembangkit seperti diberikan pada Tabel B7.3[2].

TabelB7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Konstruksi
2	Swasta	PLTU	Celukan Bawang	130	2015	Konstruksi
3	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Konstruksi
4	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Konstruksi
5	PLN	PLTMG	Pesanggaran	50	2015	Konstruksi
6	Swasta	PLTU	Celukan Bawang	125	2015	Konstruksi
7	Swasta	PLTU	Celukan Bawang	125	2015	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Muara	1	2017	Pendanaan
9	Swasta	PLTM	Telagawaja	4	2019	Pengadaan
10	Swasta	PLTM	Sambangan	2	2018	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Ayung	2	2020	Rencana
12	Swasta	PLTM	Tukad Daya	8	2020	Rencana
13	Swasta	PLTM	Sunduwati	2	2020	Rencana
14	Swasta	PLTM	Telagawaja Ayu	1	2020	Rencana
15	*Unallocated*	PLTP	Bedugul	10	2022	Rencana
	Jumlah			**611**		

[1] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

[2] Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari pulau Jawa melalui saluran transmisi.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV di Bali dengan kapasitas sekitar 1.000 MVA seperti pada Tabel B7.4.

Tabel B7.4. Rencana Pengembangan GITET

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	*New* Antosari (GIS)	500/150 kV	*New*	1.000	2018
	Jumlah			**1.000**	

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GIS/GI 150 kV dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 1.200 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B7.5.

Tabel B7.5 Pengembangan GI/GIS

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD
1	Payangan	150/20 kV	*Ext*	30	2015
2	Pesanggaran (GIS)	150/20 kV	*New*	13 LB	2015
3	Celukan Bawang	150/20 kV	*New*	60	2015
4	Payangan	150/20 kV	*Uprate*	30	2015
5	Kapal	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
6	Pemaron	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
7	Sanur	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
8	Amlapura	150/20 kV	*Uprate*	60	2015
9	Sanur II/Padang Galak	150/20 kV	*New*	60	2016
10	Kapal II/Tanah Lot	150/20 kV	*New*	60	2017
11	Nusa Dua II/Pecatu (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017
12	Bandara	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
13	Nusa Dua	150 kV	*Ext*	2 LB	2017
14	Gilimanuk	150/20 kV	*Uprate*	30	2017
15	Padangsambian	150/20 kV	*Ext*	60	2018
16	Negara	150/20 kV	*Ext*	60	2019
17	Payangan	150/20 kV	*Uprate*	60	2019
18	Gianyar II/Dawam	150/20 kV	*New*	60	2020
19	Kapal II/Tanah Lot	150/20 kV	*Ext*	30	2022
20	Baturiti	150 kV	*Ext*	2 LB	2022
21	Sanur II/Padang Galak	150/20 kV	*Ext*	60	2023
22	Gilimanuk	150/20 kV	*Uprate*	30	2023
23	Pemaron	150/20 kV	*Ext*	30	2023
24	Kuta/Pemecutan	150/20 kV	*Ext*	60	2023
25	*New* Pesanggaran	150/20 kV	*New*	120	2023
				1.200	

Pengembangan Transmisi

Sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali yaitu *clean and green* maka pembangunan PLTU batubara skala besar di Bali diperkirakan akan lebih sulit untuk dilakukan. Sementara itu pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik meningkat pesat sehingga dibutuhkan tambahan pasokan daya yang sangat besar. Salah satu upaya PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik jangka panjang di Bali tersebut adalah membangun transmisi berkapasitas sangat besar dari Jawa ke pulau Bali. Teknologi yang sesuai untuk tujuan ini adalah transmisi bertegangan 500 kV. Transmisi ini berkapasitas sekitar 2.450 MW dengan panjang sekitar 205 kms dan akan menyeberangi selat Bali dengan kawat udara dengan jarak span 2,7 km. Transmisi ini dikenal dengan nama proyek *Jawa-Bali Crossing*.

Pembangunan transmisi ini juga bermanfaat untuk menurunkan biaya produksi listrik di Bali yang selama ini dilayani dengan pembangkit BBM, karena listrik murah dari PLTU batubara di Jawa dapat disalurkan melalui transmisi tersebut.

Menurut survei awal yang telah dilakukan, rute transmisi 500 kV ini masuk ke kawasan Taman Nasional Baluran di Jawa Timur dan Taman Nasional Bali Barat, izin dari Kementerian Kehutanan dan Kementerian Lingkungan Hidup sudah terbit pada bulan April 2013. Transmisi 500 kV direncanakan beroperasi pada tahun 2018. SUTET yang diperlukan sepanjang 205 kms dengan kebutuhan dana sekitar 85 juta seperti ditampilkan dalam Tabel B7.6.

Tabel B7.6 Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	Gilimanuk	*New* Antosari	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	185	2018
2	Segararupek	Gilimanuk	500 kV	*2 cct, 4xZebra*	20	2018
	Jumlah				**205**	

Selain *Jawa Bali Crossing* juga akan dikembangkan transmisi 150 kV di Bali sepanjang 589 kms seperti ditampilkan dalam seperti dapat dilihat pada tabel B7.7.

Tabel B7.7 Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD
1	PLTU Celukan Bawang	Kapal	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	140	2015
2	PLTU Celukan Bawang	Inc. (Pmron-Glnuk)	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	6	2015
3	GIS Bandara (Tahap-2)	Pesanggaran	150 kV	*2 cct, 1xCU800*	10	2016
4	Antosari	New Kapal	150 kV	*2 cct, 2xZebra*	54	2016
5	Antosari	Kapal	150 kV	*2 cct, HTLSC (2xHawk)*	47	2016
6	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	*1 cct, 1xTACSR240*	14	2016
7	Kapal	Baturiti	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	76	2016
8	Negara	Gilimanuk	150 kV	*2 cct, HTLSC (1xHawk)*	76	2016
9	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	*1 cct, 1xTACSR240*	17	2016
10	Sanur II/Padang Galak	Inc.(Gnyar-Sanur)	150 kV	*2 cct, 1xHawk*	1	2016
11	Kapal II/Tanah Lot (GIS)	Inc. (Clk Bawang-Kapal)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	40	2017
12	Kapal II/Tanah Lot (GIS)	Kapal	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	54	2017
13	Nusa Dua II/Pecatu	Bandara	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	10	2017
14	Nusa Dua II/Pecatu	Nusa Dua	150 kV	*2 cct, 1xCU1000*	10	2017
15	Gianyar II/Dawam	Inc.(Kapal-Gianyar)	150 kV	*2 cct, 2xTACSR410*	10	2020
16	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	*2 cct, 1xHawk*	4	2022
17	New Pesanggaran	Inc.(Pesanggaran-Kuta)	150 kV	*4 cct, 1xTACSR240*	20	2023
	Jumlah				**589**	

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 400 ribu pelanggan atau rata-rata 40 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.136 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 4.000 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 961 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B7.8 berikut.

Tabel B7.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2015	240	478	102	60.012	47
2016	235	456	104	61.428	47
2017	228	404	106	42.244	44
2018	225	407	107	43.195	44
2019	213	460	109	44.032	45
2020	210	396	102	45.278	43
2021	203	367	81	24.948	36
2022	195	349	82	25.678	36
2023	191	338	84	26.426	36
2024	196	344	85	27.302	36
Jumlah	**2.136**	**4.000**	**961**	**400.543**	**414**

B7.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Bali sampai dengan tahun 2024 adalah USD 1,7 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada Tabel B7.9.

Tabel B7.9 Rangkuman

Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2015	4.721	4.981	856	580	360	146	865
2016	5.158	5.439	934	-	60	295	118
2017	5.591	5.892	1.011	1	210	114	191
2018	6.068	6.390	1.096	2	1.060	205	189
2019	6.589	6.934	1.189	4	120	-	57
2020	7.218	7.594	1.302	14	60	10	79
2021	7.842	8.247	1.413	-	-	-	36
2022	8.515	8.952	1.534	10	30	4	63
2023	9.243	9.714	1.663	-	300	20	55
2024	10.030	10.537	1.804	-	-	-	36
Jumlah	**70.975**	**74.680**		**611**	**2.200**	**794**	**1.689**

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN

PER PROVINSI

WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR

LAMPIRAN C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT

LAMPIRAN C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

LAMPIRAN C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

LAMPIRAN C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

LAMPIRAN C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA

LAMPIRAN C6. PROVINSI SULAWESI UTARA

LAMPIRAN C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH

LAMPIRAN C8. PROVINSI GORONTALO

LAMPIRAN C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN

LAMPIRAN C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

LAMPIRAN C11. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN C12. PROVINSI MALUKU

LAMPIRAN C13. PROVINSI MALUKU UTARA

LAMPIRAN C14. PROVINSI PAPUA

LAMPIRAN C15. PROVINSI PAPUA BARAT

LAMPIRAN C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

LAMPIRAN C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)

LAMPIRAN C.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

C1.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi 150 kV dan beberapa sistem *isolated*. Sistem interkoneksi meliputi sekitar Pontianak hingga Singkawang. Sistem *isolated* terdiri atas Sistem Sambas, Bengkayang, Ngabang, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, dan sistem tersebar.

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir di Kalimantan Barat berkisar rata-rata 10,23% pertahun. Penjualan tenaga listrik diserap oleh konsumen rumah tangga dan sosial (64,07%), konsumen komersil (21,68%), konsumen industri (5,23%) dan konsumen publik (9,02%). Rasio elektrifikasi Kalimantan Barat sampai dengan September 2014 adalah 73,38% (dengan memperhitungkan pelanggan non PLN). Sistem interkoneksi merupakan yang terbesar dimana sekitar 66,77% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini.

Sampai dengan bulan September 2014, lebih dari 95% pasokan listrik di Kalimantan Barat bersumber dari pembangkit berbahan bakar minyak. Kecukupan dan keandalan pasokan masih relatif rendah karena umur beberapa mesin diesel sudah tua dan cadangan pembangkitan tidak memadai. Pasokan listrik di Kalimantan Barat terdiri atas PLTD Sewa 207 MW (56,05%), PLTD/PLTG Sendiri 157 MW (42,59 %) , dan sisanya berasal dari PLTS, PLTMH, dan pembelian listrik dari *excess power* dari Sarawak, Malaysia. Kapasitas terpasang pembangkit adalah 492 MW dengan daya mampu 385 MW dan total beban puncak sebesar 365 MW. Komposisi pembangkit di sistem kelistrikan Kalimantan Barat diperlihatkan pada Tabel C1.1.

Tabel C1.1. Komposisi Sistem Kelistrikan Kalimantan Barat

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Interkoneksi	PLTD/G	BBM	PLN	295,6	231,7	228,5
2	Bengkayang	PLTD/M	BBM/Air	PLN	5,3	4,2	3,7
3	Sambas	PLTD	BBM	PLN	18,2	17,0	16,8
4	Ngabang	PLTD	BBM	PLN	9,3	7,0	6,6
5	Sanggau	PLTD	BBM/Air	PLN	24,0	23,0	15,8
6	Sekadau	PLTD	BBM	PLN	11,5	10,7	7,5
7	Sintang	PLTD	BBM	PLN	21,8	21,0	20,4
8	Putussibau	PLTD	BBM	PLN	7,0	6,1	5,0
9	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN	9,0	9,0	6,9
10	Ketapang	PLTD	BBM	PLN	27,6	23,5	23,0
11	*Isolated*	PLTD	BBM	PLN	62,1	31,8	30,8
TOTAL					**492**	**385**	**365**

C1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat pada 5 tahun terakhir tumbuh rata-rata 10,2% per tahun, dimana permintaan listrik didominasi oleh pelanggan rumah tangga. Pertumbuhan ekonomi selama 2009-2013 cukup tinggi yaitu rata-rata 5,6% per tahun. Rasio elektrifikasi hingga akhir tahun 2013 adalah 70,8%. Untuk terus meningkatkan rasio elektrifikasi di Kalimantan Barat, dibutuhkan ketersediaan listrik dalam jumlah yang cukup dan andal.

Dari realisasi penjualan tenaga listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan target peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015 – 2024 dapat dilihat pada Tabel C1.2.

Tabel C1.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Prov. Kalbar

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	7,2	2.216	2.635	432	892.813
2016	7,5	2.490	2.972	486	939.891
2017	8,0	2.776	3.310	541	988.575
2018	8,2	3.088	3.678	600	1.072.188
2019	8,4	3.434	4.086	665	1.149.487
2020	8,1	3.816	4.535	737	1.211.441
2021	8,1	4.239	5.034	816	1.268.359
2022	8,1	4.710	5.566	901	1.318.956
2023	8,1	5.235	6.181	999	1.353.251
2024	8,1	5.818	6.858	1.106	1.389.695
Pertumbuhan (%)	**8,0%**	**11,3%**	**11,2%**	**11,0%**	**5,1%**

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV dan pengambilalihan beban sistem-sistem tersebar (Sistem Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga

Pinoh, Ngabang dan Ketapang) secara bertahap, maka diprediksi beban puncak *grid* 150 kV pada tahun 2024 menjadi 1148,2 MW atau tumbuh rata-rata 15,8% per tahun. Sedangkan sistem-sistem kecil tersebar lainnya masih tetap beroperasi *isolated*.

C1.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, batubara, dan uranium.

Pemanfaatan potensi tenaga air menjadi PLTA/PLTM pada umumnya perlu didahului dengan survei dan studi yang mendalam. Pada saat ini potensi yang dapat dikembangkan adalah PLTA Nanga Pinoh dengan kapasitas 98 MW.

Potensi biomassa di Provinsi Kalimantan Barat paling banyak didapat dari adanya limbah perkebunan sawit yang tersebar di Provinsi Kalimantan Barat sebagai bahan energi primer dari PLTU Biomassa. Pemanfaatan potensi ini sebenarnya sangat didukung oleh banyaknya pabrik pengolahan sawit yang ada di Kalimantan Barat. Selain itu potensi sampah kota sebesar 300 ton/hari dapat dimanfaatkan menjadi sumber energi PLTU berbasis sampah.

Potensi batubara sebesar 160.598.700 ton tersebar di Kabupaten Sintang, Melawi, dan Kapuas Hulu, berupa batubara dengan kandungan kalori yang tinggi (4.795-7.880 kcal/kg), namun pada saat ini belum dilakukan eksploitasi karena terkendala infrastruktur transportasi. Sumber batubara ini dapat digunakan sebagai bahan bakar untuk PLTU di Sanggau dan Sintang.

Potensi uranium yang digunakan sebagai energi primer PLTN, terdapat di Kabupaten Melawi. Namun pemanfaatan uranium sebagai energi primer masih menunggu adanya kebijakan dari Pemerintah yang didukung studi kelayakan pembangunan PLTN.

Pengembangan Pembangkit

Pembangkit di Kalimantan Barat didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak. Komposisi pembangkit ini menyebabkan tingginya biaya pokok produksi (BPP) di Provinsi tersebut. Untuk penurunan BPP dan sekaligus meningkatkan keandalan sistem kelistrikan Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non-BBM seperti PLTU Parit Baru (FTP 1 & FTP2) dan PLTU Pantai Kura-kura (FTP-1). Pembangkit-pembangkit ini terinterkoneksi di

Sistem Khatulistiwa. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan PLTU Skala Kecil (Sanggau, Sintang, dan Ketapang).

Hingga tahun 2024, kebutuhan tenaga listrik dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi dan sistem-sistem *isolated* sebagaimana ditampilkan pada Tabel C1.3.

Tabel C1.3. Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS	COD
1	Sintang	PLTU	PLN	3x7	2015/16
2	Ketapang	PLTU	PLN	2x10	2016
3	*Mobile PP* Kalbar	PLTG/MG	PLN	100	2016
3	Parit Baru (FTP1)	PLTU	PLN	2x50	2016
4	Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	PLN	2x27,5	2016
5	Parit Baru (FTP2)	PLTU	PLN	2x50	2017/18
6	PLTM Tersebar Kalbar	PLTM	PLN	15,2	2018/19
7	Nanga Pinoh	PLTA	PLN	98	2022
8	Ketapang (IPP)	PLTU	Swasta	2x6	2015
9	Ketapang CPO	PLTD	Swasta	10	2017
10	Ketapang Biomassa	PLTU	Swasta	10	2017
11	Kalbar-1	PLTU	Swasta	2x100	2018
12	Kalbar *Peaker*	PLTG/MG/GU	Swasta	100	2019
13	Kalbar-2	PLTU	Swasta	2x200	2020/21
14	Kalbar-3	PLTU	*Unallocated*	2x200	2023/24
JUMLAH				**1.642**	

Pembelian Tenaga Listrik dari Sarawak

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN berencana membeli tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV dengan daya kontrak pembelian hingga 230 MW. PLN bermaksud mengimpor tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan *base load* sebesar 50 MW dan kebutuhan *peak load* hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2020). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana import *base load* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *base load* di Sistem Kalimantan Barat.

Sedangkan impor *peak load* sebesar hingga 230 MW adalah untuk menggantikan pemakaian BBM di Sistem Kalimantan Barat.

Dengan pola *transfer energy* seperti ini PLN akan terhindar dari pemakaian BBM untuk pembangkit beban puncak dalam periode sampai dengan tahun 2020. Namun untuk mengurangi ketergantungan yang sangat besar terhadap pasokan/impor dari Sarawak, maka direncanakan pula pembangunan pembangkit *peaker* (PLTG/PLTMG) dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG dan PLTU Kalbar-1 dan Kalbar-2 yang menggunakan bahan bakar batubara.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting sebesar 780 MVA. Selain itu akan dibangun pula GI 275 kV sebagai simpul interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Serawak. Rencana pembangunan GI diberikan pada tabel C1.4 dan tabel C1.5. Pengembangan transmisi dan Gardu Induk ini ditujukan untuk memastikan ketersediaan tenaga listrik di setiap wilayah di Kalimantan Barat dengan melakukan transfer energi dari pusat pembangkit yang ada di daerah barat Kalimantan Barat.

Tabel C1.4. Pengembangan GI 150 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Kota Baru	150/20 kV	*New*	30	2015
2	Parit Baru	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2015
3	Sei Raya	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2015
4	Sambas	150/20 kV	*New*	30	2015
5	Siantan	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2015
6	Ngabang	150/20 kV	*New*	30	2015
7	Bengkayang	150/20 kV	*New*	30	2015
8	Tayan	150/20 kV	*Extension*	4 LB	2015
9	Singkawang	150/20 kV	*Extension*	60	2015
10	Tayan	150/20 kV	*New*	30	2016
11	Tayan	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2016
12	Kota Baru	150/20 kV	*Extension*	30	2016
13	PLTU Singkawang (Perpres)/Kura2	150/20 kV	*New*	30	2017
14	Sanggau	150/20 kV	*New*	30	2017
15	Sekadau	150/20 kV	*New*	30	2017
16	Sintang	150/20 kV	*New*	60	2017
17	Putussibau	150/20 kV	*New*	30	2017
18	Sintang	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2017
19	Nanga Pinoh	150/20 kV	*New*	30	2018
20	Sintang	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2018
21	Sukadana	150/20 kV	*New*	30	2018
22	Sandai	150/20 kV	*New*	30	2018
23	Parit Baru	150/20 kV	*Extension*	60	2018
24	Ketapang	150/20 kV	*New*	60	2018
25	Sambas	150/20 kV	*Extension*	30	2018
26	Siantan	150/20 kV	*Extension*	60	2018
27	Sanggau	150/20 kV	*Extension*	30	2019
28	Kota Baru 2	150/20 kV	*New*	30	2019
29	Nanga Pinoh	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2019
	JUMLAH			**780**	

Tabel C1.5. Pembangunan GI 275 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD
1	Bengkayang	275/150 kV	*New*	250	2015
	JUMLAH			**250**	

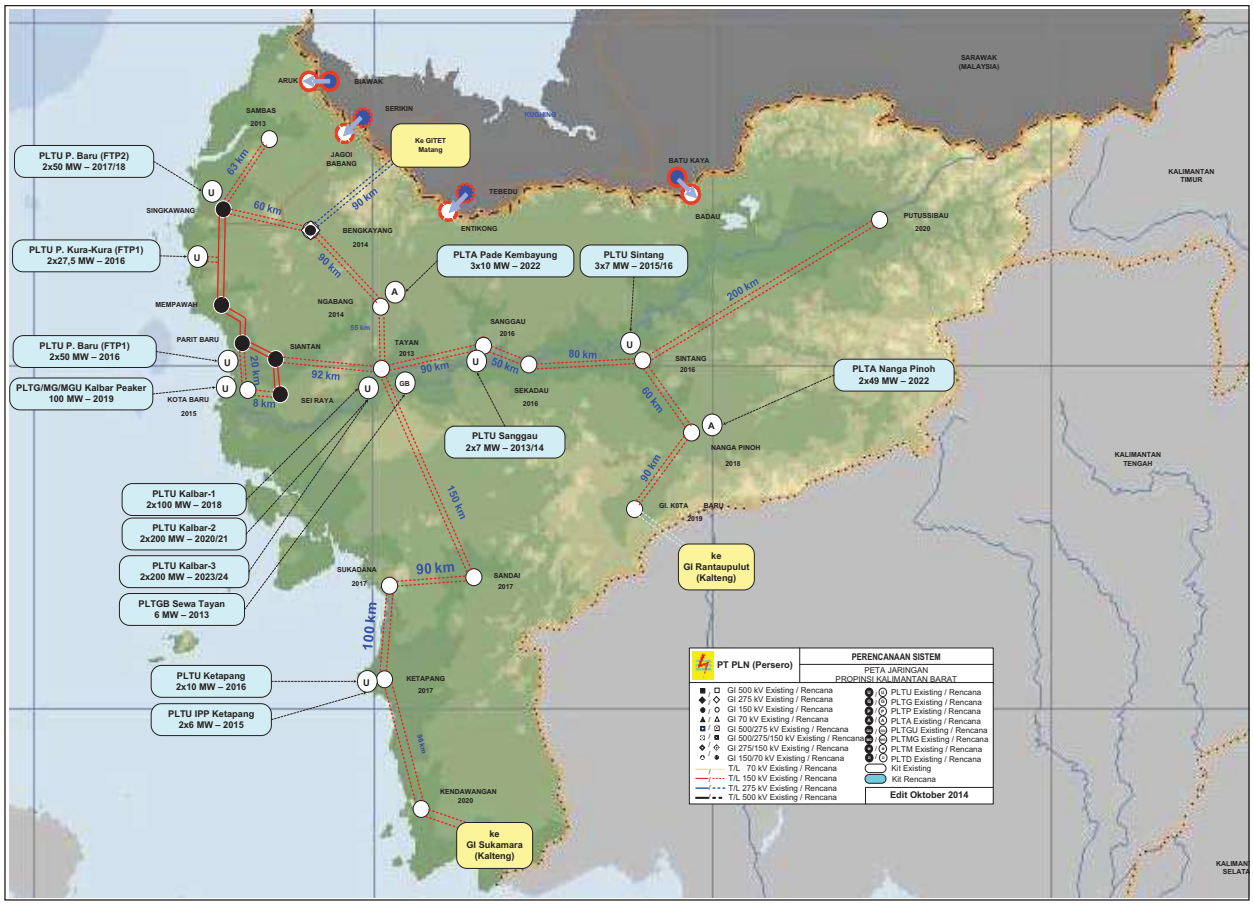
PengembanganTransmisi

Pengembangan jaringan transmisi sampai dengan tahun 2024 di Provinsi Kalimantan Barat adalah seperti terlihat pada Tabel C1.6.

Tabel C1.6. PengembanganTransmisi 150 kV

NO	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD
1	Parit Baru	Kota Baru	150 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2015
2	Sei Raya	Kota Baru	150 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	32	2015
3	Singkawang	Sambas	150 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	126	2015
4	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	184	2015
5	Singkawang	Bengkayang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2015
6	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2 cct, 2 x Zebra	180	2015
7	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2016
8	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2016
9	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2016
10	PLTU Pantai Kura-Kura	*Incomer 2 phi* (Singkawang-Mempawah)	150 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2017
11	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017
12	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017
13	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018
14	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	200	2018
15	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018
16	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	300	2018
17	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018
18	Sintang	Putusibau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	300	2020
	JUMLAH				2812	

Untuk mewujudkan interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak tersebut, PLN berencana membangun transmisi 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke perbatasan Negara dan trafo IBT berkapasitas 250 MVA. Pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar C1.1.



Gambar C1.1. Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015-2024, tambahan pelanggan yand dapat dilayani adalah sekitar 54,2 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM sepanjang 2.369 kms, JTR sekitar 2.609 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 165 MVA. Tabel C1.7. memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2015-2024.

Tabel C1.7. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	173,6	400,5	24,8	45.600
2016	211,2	227,8	14,2	47.078
2017	315,5	244,7	15,3	48.684
2018	255,9	244,7	15,4	83.613
2019	238,2	245,2	15,5	77.299
2020	234,5	246,0	15,6	61.954
2021	235,0	247,0	15,7	56.918
2022	234,2	248,7	15,9	50.597
2023	234,9	250,7	16,1	34.295
2024	236,1	253,3	16,3	36.443
2015-2024	2.369	2.609	165	542.482

C1.4 Elektrifikasi Daerah Perbatasan Antar Negara

Kebutuhan energi listrik untuk daerah terpencil di perbatasan antara Kalimantan Barat dan Sarawak masih belum tercukupi. Sementara kondisi kelistrikan di wilayah Sarawak jauh lebih baik. Hal ini menimbulkan terjadinya kesenjangan yang cukup siknifikan. Untuk menguragi kesenjangan tersebut, PLN telah melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk 2 sistem *isolated* di daerah perbatasan yaitu Sistem Sajingan sebesar 200 kVA dan Sistem Badau sebesar 400 kVA. Berikutnya untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat di daerah perbatasan, akan dilakukan penambahan daya di Sajingan menjadi sebesar 800 kVA dan pembelian listrik baru di Entikong sebesar 1500 kVA. Peta kelistrikan di daerah perbatasan diberikan pada Gambar C1.2.

Gambar C1.2. PetaKelistrikan di Daerah Perbatasan

C1.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Kalimantan Barat tahun 2015-2024 diberikan pada Tabel C1.8.

Tabel C1.8. Ringkasan

Tahun	Penjualan *(GWh)*	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	2216	2635	432	19	430	682	157
2016	2490	2972	486	184	60	390	267
2017	2776	3310	541	176	180	400	361
2018	3088	3678	600	261	300	1040	502
2019	3434	4086	665	105	60	0	110
2020	3816	4535	737	200	0	300	300
2021	4239	5034	816	200	0	0	277
2022	4710	5566	901	98	0	0	164
2023	5235	6181	999	200	0	0	276
2024	5818	6858	1106	200	0	0	276
Jumlah				1.642	1.030	2.812	2.691

LAMPIRAN B.2

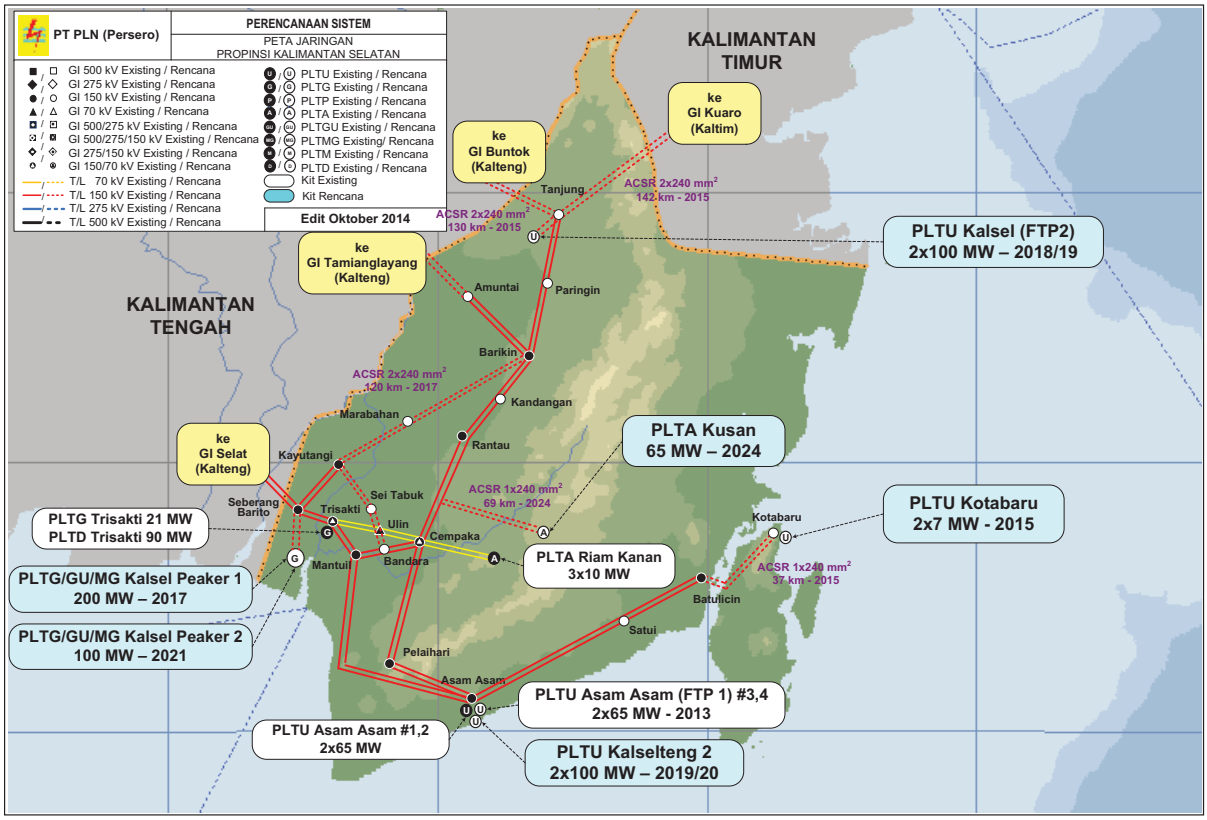
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN SELATAN

C2.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan sebagian besar dipasok dari Sistem Barito, sedangkan sistem–sistem *isolated* tersebar antara lain Kotabaru serta Unit Listrik Desa (ULD) dipasok dari PLTD setempat. Sampai dengan September 2014, daya terpasang total adalah 610 MW dengan daya mampu sekitar 494 MW dan beban puncak 424 MW. Jumlah pelanggan pada waktu yang sama adalah sekitar 925 ribu pelanggan. Rasio elektrifikasi Provinsi ini adalah sekitar 82,03% (termasuk pelanggan non-PLN).

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Kalimantan Selatan, membentang dari Batu Licin sampai Tanjung hingga ke Sampit di Kalimantan Tengah. Konfigurasi sistem kelistrikan interkoneksi di Kalimantan Selatan saat ini dan rencana kedepan dapat dilihat pada Gambar C2.1.

Gambar C2.1 Peta pengembangan sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan



Sistem Barito

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV, dipasok dari beberapa jenis pembangkit meliputi PLTA, PLTU, PLTD minyak dan PLTG minyak termasuk *excess power*. Sistem Barito merupakan pemasok utama kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dengan total daya terpasang 559 MW, daya mampu sekitar 498 MW dan beban puncak 425 MW. Sedangkan beban puncak di Kalsel yang tersambung ke sistem Barito adalah 406 MW. Pusat beban Sistem Barito berada di Provinsi Kalimantan Selatan dengan porsi sekitar 85% dari seluruh beban Sistem Barito.

Pada tahun 2013, Sistem Barito telah mendapatkan pasokan pembangkit baru sebesar 2x65 MW dengan selesainya pembangunan PLTU Asam-Asam unit 3 dan unit 4. Sewa PLTD masih dipertahankan sampai dengan beroperasinya PLTU Pulang Pisau dan PLTMG Bangkanai karena potensi penambahan pelanggan di Sistem Barito yang cukup besar, baik pelanggan dari sektor rumah tangga, sektor bisnis maupun sektor industri.

Sistem *Isolated*

Di Kalimantan Selatan masih terdapat sistem-sistem kecil *isolated* tersebar, dan beberapa diantaranya relatif besar yaitu:

- Sistem Kotabaru merupakan sistem *isolated*, terletak di Kabupaten Kotabaru. Sistem ini melayani kebutuhan listrik di Pulau Laut, yang terpisah dari daratan pulau Kalimantan dengan pasokan listrik dari PLTD setempat, terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV. Sistem Kotabaru direncanakan akan dinterkoneksikan dengan sistem Barito melalui jaringan transmisi SUTT 150 kV dan kabel laut yang menghubungkan Batulicin dengan Kotabaru (Pulau Laut).
- ULD merupakan sistem kelistrikan kecil yang tersebar di daerah terpencil untuk memenuhi kebutuhan masyarakat desa setempat dan bebannya masih rendah. Jumlah ULD adalah sebanyak 18 unit dengan daya terpasang 7,51 MW.

Daya terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Selatan dapat dilihat pada tabel C2.1.

Tabel C2.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Selatan

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTU - PLTA - PLTG - PLTD	- Batubara - Air - BBM - BBM	PLN	532,7	475,7	406,8
2	Sistem Kotabaru	- PLTD	- BBM	PLN	11,9	11,7	10,3
3	ULD - ULD (18 Lokasi Tersebar)	- PLTD	- BBM	PLN	14,4	10,8	7,8
TOTAL					**559,0**	**498,2**	**424,9**

C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kalsel memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas metana yang cukup besar. Selain itu, di beberapa kawasan sudah banyak dibuka perkebunan kelapa sawit. Pengusahaan sumber daya alam batubara dan mulai berkembangnya perkebunan kelapa sawit, telah membuat ekonomi Kalsel tumbuh positif dan mempunyai prospek yang bagus. Kondisi demikian akan berpengaruh kepada pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Kalimantan Selatan.

Berdasarkan realisasi penjualan lima tahun terakhir termasuk adanya daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikai dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2015–2024 diberikan pada tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	5,5	2.377	2.861	464	1.027.084
2016	5,7	2.606	3.114	506	1.069.062
2017	6,1	2.831	3.356	548	1.112.880
2018	6,3	3.064	3.753	591	1.158.567
2019	6,4	3.316	4.031	637	1.206.176
2020	6,2	3.583	4.326	686	1.246.916
2021	6,2	3.868	4.645	738	1.268.926
2022	6,2	4.132	4.940	787	1.290.939
2023	6,2	4.413	5.251	841	1.312.956
2024	6,2	4.714	5.582	898	1.334.982
Pertumbuhan (%)	**6,1%**	**7,9%**	**7,7%**	**7,6%**	**3,0%**

C2.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan yang meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Selatan dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduknya sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Selatan merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber energi primer sangat besar, meliputi batubara, gas metana batubara (*coal bed methana*/CBM) dan tenaga air. Potensi batubaranya sangat besar dengan berbagai tingkat kalori sebagaimana dapat dilihat pada tabel C2.3. Deposit batubara diperkirakan lebih dari 1,8 miliar ton, sementara produksinya rata-rata mencapai 12 juta ton per tahun. Energi primer yang berpotensi untuk dikembangkan khususnya bagi desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PLN adalah tenaga air (mini *hydro*) dan energi surya. Sampai saat ini batubara Kalsel telah dipakai sebagai bahan bakar di berbagai PLTU di Indonesia termasuk di PLTU Asam-Asam.

Tabel C2.3 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	371	0	601	972	536
2	Kalori Sedang	5100 - 6100	4793	301	2526	7621	1287
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	336	33	110	479	44
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100	18	0	12	30	0
TOTAL			5518	334	3249	9101	1868

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi KESDM, 2006

Sumber Tenaga Air

Selain batubara dan gas metana, Provinsi Kalimantan Selatan juga mempunyai potensi tenaga air yang cukup besar. Beberapa diantaranya adalah DAS Barito, Riam Kanan, Riam Kiwa, Balangan, Batang Alai, Amandit, Tapin, Kintap, Batulicin, dan Sampanahan. Umumnya DAS tersebut berhulu di pegunungan Meratus dan bermuara di laut Jawa dan selat Makassar. Keberadaan DAS tersebut kurang berpotensi untuk dijadikan PLTA *run-off-river* karena topografinya yang landai. Secara rinci potensi tenaga air dapat dilihat pada tabel C2.4.

Tabel C2.4 Potensi energi air di Kalimantan Selatan

NO	NAMA BENDUNGAN	KABUPATEN	KAPASITAS
1	PLTA Kusan	Tanah Bumbu	65 MW
2	PLTM Riam Kiwa	Banjar	10 MW
3	PLTM Muara Kendihin	Hulu Sungai Selatan	0,6 MW
4	PLTM Kiram Atas	Banjar	0.86 MW
5	PLTM Sampanahan	Kotabaru	0.6 MW
6	PLTM Gendang Timburu	Kotabaru	0,6 MW
Total			**99,6 MW**

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi, Provinsi Kalimantan Selatan

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik periode 2015-2024, direncanakan penambahan 7 proyek pembangkit listrik dengan total kapasitas 979 MW. Proyek pembangkit ini meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/GU/MG *peaker*. Tabel C2.5 menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan.

Tabel C2.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimanatan Selatan

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Kotabaru	PLTU	PLN	2x7	2015
2	*Mobile PP* Kalselteng	PLTG/MG	PLN	200	2016
3	Kalsel *Peaker* 1	PLTG/MG/GU	PLN	200	2017
4	Kalselteng 2	PLTU	PLN	2x100	2019/20
5	Kusan	PLTA	PLN	65	2024
6	Kalsel (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19
7	Kalsel *Peaker* 2	PLTG/MG/GU	*Unallocated*	100	2021
	JUMLAH			**979**	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Secara umum, pengembangan transmisi di Kalimantan Selatan dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban termasuk untuk menjangkau daerah *isolated* yang masih menggunakan PLTD. Selain itu, juga dimaksudkan untuk mengatasi *bottleneck* melalui kegiatan *uprating*. Pembangunan transmisi ini juga dimaksudkan untuk membangun interkoneksi ke pulau Laut sehingga dalam jangka panjang Pulau Laut akan dipasok dari sistem Barito di daratan yang lebih efisien.

Selama periode 2015-2024 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sepanjang 948 kms dengan rincian seperti ditampilkan dalam tabel C2.6.

Tabel C2.6 Rencana pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	244	2015
2	Bandara	*Incomer 2 phi* (Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	2015
3	Satui	*Incomer 1 phi* (Asam-asam - Batulicin)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2016
4	Batu Licin	*Landing point* Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	6	2017
5	*Landing point* P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	74	2017
6	*Landing point* Batulicin	*Landing point* P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2017
7	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2017
8	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, *Uprating* ke AC3	30	2017
9	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2017
10	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, *Uprating* ke AC3	12	2017
11	PLTGU Kalselteng *Peaker*	Seberang Barito	150 kV	2 cct, 2 x ZEBRA	6	2017
12	Kayutangi	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	60	2018
13	PLTA Kusan	1 phi (Cempaka - Rantau)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	138	2024
Jumlah					**948**	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Jumlah GI baru yang direncanakan akan dibangun sampai dengan tahun 2024 adalah 6 buah. Kapasitas total GI termasuk perluasannya sampai tahu 2024 adalah 1.070 MVA. Biaya investasi yang dibutuhkan sekitar USD 64 juta dengan rincian terdapat pada tabel C3.7, namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit.

Rencana pembangunan GI baru tersebut dapat dibuat dengan konfigurasi dan fasilitas minimal namun tetap memenuhi standar teknis dan keselamatan. Hal ini dimaksudkan untuk mengakomodasi beban yang masih rendah dan relatif kurang berkembang untuk dapat dibangun gardu induk minimalis, guna mempercepat perluasan pembangunan, menekan biaya investasi dan meningkatkan efisiensi serta pelayanan.

Tabel C2.7 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Tanjung Ext LB (Perbatasan)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
2	Banjarmasin/Ulin	70/20 kV	*Extension*	30	2015
3	Tanjung Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
4	Tanjung	150/20 kV	*Extension*	30	2016
5	Cempaka	150/20 kV	*Extension*	60	2016
6	Bandara	150/20 kV	*New*	60	2016
7	Satui	150/20 kV	*New*	30	2016
8	Trisakti (IBT)	150/70 kV	*Extension*	60	2016
9	Trisakti	150/20 kV	*Extension*	60	2016
10	Batulicin	150/20 kV	*Extension*	30	2016
11	Mantuil	150/20 kV	*Extension*	60	2016
12	Pulang Pisau	150/20 kV	*Extension*	30	2016
13	Rantau	150/20 kV	*Extension*	30	2016
14	Tanjung Ext LB (PLTU IPP)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2016
15	Barikin	150/20 kV	*Extension*	60	2016
16	Kayutangi	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2017
17	Kotabaru	150/20 kV	*New*	30	2017
18	Paringin	150/20 kV	*New*	30	2017
19	Rantau Ext LB (Kusan)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2017
20	Pelaihari	150/20 kV	*Extension*	30	2017
21	Amuntai	150/20 kV	*Extension*	30	2017
22	Sei Tabuk	150/20 kV	*New*	30	2018
23	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	*Extension*	60	2018
24	Trisakti	150/20 kV	*Extension*	2 LB	2018
25	Rantau (Rekonfigurasi)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2019
26	Marabahan	150/20 kV	*New*	20	2019
27	Sei Tabuk	150/20 kV	*Extension*	30	2020
28	Cempaka	150/20 kV	*Extension*	60	2020
29	Kotabaru	150/20 kV	*Extension*	30	2020
30	Tanjung	150/20 kV	*Extension*	60	2020
31	Satui	150/20 kV	*Extension*	30	2020
32	Kayutangi	150/20 kV	*Extension*	30	2021
33	Batulicin	150/20 kV	*Extension*	60	2021
Jumlah				**1070**	

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, direncanakan juga pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Proyeksi kebutuhan jaringan distribusi sampai tahun 2024 termasuk untuk listrik pedesaan adalah 6.666 kms untuk JTM, 6.715 kms untuk JTR dan 939 MVA untuk trafo distribusi. Penambahan infrastruktur tersebut dimaksudkan untuk mendukung penambahan

pelanggan sebanyak 349 ribu . Rincian pengembangan sistem distribusi Kalimantan Selatan ditunjukkan pada tabel C2.8.

Tabel C2.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	499,9	500,6	72,9	41.552
2016	656,2	535,4	100,4	41.977
2017	576,5	557,6	83,5	43.818
2018	567,4	611,8	90,9	45.687
2019	622,6	667,2	98,7	47.609
2020	664,2	708,2	106,5	40.740
2021	713,9	760,3	91,9	22.010
2022	728,3	736,8	95,0	22.013
2023	786,9	790,0	98,2	22.017
2024	850,5	847,2	101,4	22.026
2015-2024	**6.666,1**	**6.715,1**	**939,3**	**349.450**

C2.4 Sistem Kelistrikan *Isolated*

Kalimantan Selatan dengan wilayah daratan yang sangat luas mempunyai banyak kelompok penduduk yang tersebar jauh dan terisolasi. Sistem kelistrikannya dipasok dari PLTD dan dikelola oleh Unit Listrik Desa (ULD). Sistem ini secara bertahap diupayakan dapat tersambung ke *grid* (sistem) Barito melalui *grid extension* sehingga lebih andal dan efisien. Untuk daerah yang jauh dari *grid* dengan beban yang relatif kecil, direncanakan akan dibangun PLTS komunal. Selain itu PLN juga akan bekerja sama dengan investor untuk mengembangkan PLTS komunal melalui kontrak IPP.

C2.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada tabel C2.9.

Tabel C2.9 Ringkasan

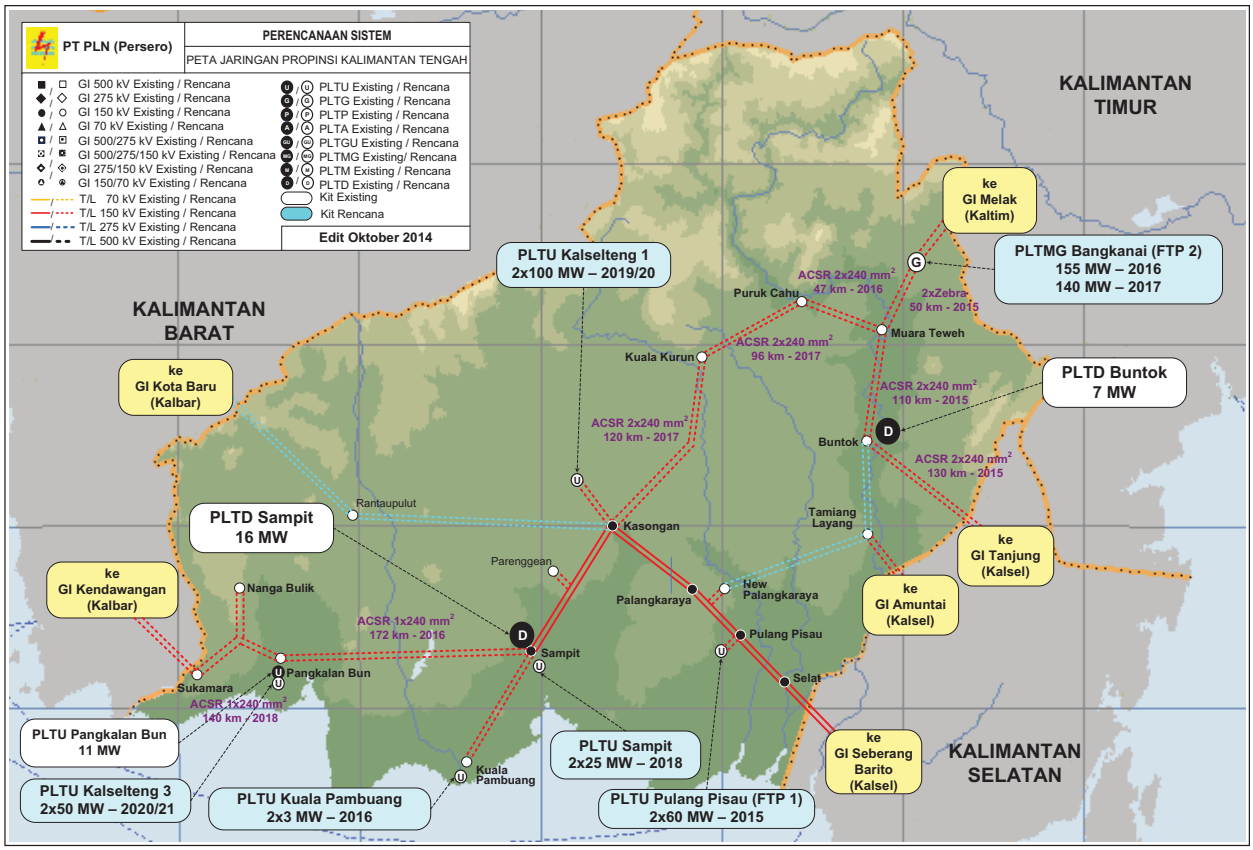
Tahun	*Penjualan (GWh)*	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	2.377	2.861	464	14	30	246	114
2016	2.606	3.114	506	200	510	30	221
2017	2.831	3.356	548	200	120	474	283
2018	3.064	3.753	591	100	90	60	202
2019	3.316	4.031	637	200	20	0	333
2020	3.583	4.326	686	100	210	0	203
2021	3.868	4.645	738	100	90	0	126
2022	4.132	4.940	787	0	0	0	52
2023	4.413	5.251	841	0	0	0	55
2024	4.714	5.582	898	65	0	138	176
Jumlah				**979**	**1.070**	**948**	**1.764**

LAMPIRAN C.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

C3.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Tengah dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Barito melalui beberapa GI di Kalteng yaitu GI Selat, GI Pulang Pisau, GI Palangkaraya, GI Kasongan dan GI Sampit. GI Selat memasok beban di Kabupaten Kuala Kapuas dan sekitarnya, GI Pulang Pisau memasok beban di Kabupaten Pulang Pisau, GI Palangkaraya memasok beban Kota Palangkaraya, GI Kasongan memasok Kabupaten Katingan dan GI Sampit memasok sebagian daerah Kab Kotawaringin Timur dan Kabupaten Seruyan. Sistem kelistrikan lainnya merupakan sistem *isolated*, dengan daya mampu pembangkitan rata-rata dalam kondisi cukup namun tanpa cadangan yang memadahi. Peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada gambar B. 3.1



Gambar C3.1. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Kapasitas terpasang seluruh pembangkit di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 191 MW, dengan daya mampu sekitar 154 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 169 MW. Sebagian beban Kalimantan Tengah yaitu 98,7 MW dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya 70 MW tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Sampai dengan triwulan III tahun 2014, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 432 ribu pelanggan dengan Rasio Elektrifikasi sebesar 66.45%. Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertingggi sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dapat dilihat pada tabel C3.1.

Tabel C3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTD	- BBM	- PLN	87,7	72,8	98,7
2	Sistem Pangkalan Bun	- PLTU - PLTD	- Batubara - BBM	- IPP - PLN	41,5	29,3	27,1
3	Sistem Buntok	- PLTD	- BBM	- PLN	12,6	11,5	9,5
4	Sistem Muara Teweh	- PLTD	- BBM	- PLN	10,1	8,8	7,9
5	Sistem Kuala Pambuang	- PLTD	- BBM	- PLN	3,8	3,1	2,9
6	Sistem Nanga Bulik	- PLTD	- BBM	- PLN	4,1	3,6	3,4
7	Sistem Kuala Kurun	- PLTD	- BBM	- PLN	4,1	3,1	2,8
8	Sistem Puruk Cahu	- PLTD	- BBM	- PLN	5,5	4,8	3,9
9	Sistem Sukamara	- PLTD	- BBM	- PLN	2,7	2,6	2,3
10	UL D (56 Lokasi tersebar)	- PLTD	- BBM	- PLN	19,7	14,9	11,1
	TOTAL				**191,8**	**154,5**	**169,6**

C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,8% pertahun. Sektor pertanian, perkebunan sawit, pertambangan batubara dan perdagangan menjadikan ekonomi Kalimantan Tengah tumbuh dinamis dan prospektif. Kondisi tersebut berpengaruh pada kebutuhan listrik di Kalimantan Tengah yang terus meningkat. Mengingat rasio elektrifikasi di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka pertumbuhan kebutuhan listrik hingga 5-7 tahun mendatang diperkirakan masih tinggi.

Memperhatikan realisasi penjualan dalam lima tahun sebelumnya termasuk dengan memperhitungkan daftar tunggu yang cukup besar dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikai dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Kalimantan Tengah tahun 2015–2024 diberikan pada tabel C3.2.

Tabel C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	7,0	882	992	177	430.458
2016	7,3	1.032	1.125	198	483.612
2017	7,4	1.179	1.380	240	539.382
2018	7,4	1.298	1.643	281	592.785
2019	7,4	1.424	1.776	299	647.995
2020	7,4	1.557	1.919	320	677.765
2021	7,4	1.701	2.073	343	706.011
2022	7,4	1.825	2.206	363	734.794
2023	7,4	1.939	2.329	381	761.541
2024	7,4	2.060	2.460	402	788.340
Pertumbuhan (%)	**7,4**	**9,9%**	**10,8%**	**9,7%**	**7,0%**

C3.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang menyimpan potensi energi primer sangat besar utamanya batubara. Energi yang lain juga tersedia antara lain adalah gas alam dan tenaga air.

Batubara

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di kabupaten Barito Utara. Survei yang telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Potensi batubara di Kalimantan Tengah dapat dilihat pada Table C3.3

Tabel C3.3 Potensi Batubara Kalimantan Tengah

No	Kualitas Kelas	Kriteria (Kal/gr, adb)	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)
			Hipotetik	Tertera	Tertunjuk	Terukur	Jumlah	
1	Kalori Rendah	<5100		484			484	
2	Kalori Sedang	5100 - 6100		297	5	44	346	4
3	Kalori Tinggi	6100 - 7100	123	263		73	458	
4	Kalori Sangat Tinggi	>7100		248		77	325	45
TOTAL			123	974	5	194	1613	49

Sumber : Pusat Sumber Daya Geologi, 2006

Gas Alam

Potensi gas alam di Kalimantan Tengah terdapat di Bangkanai kabupaten Barito Utara, yang dapat menghasilkan gas alam 20 mmscfd selama 20 tahun. Diperkirakan volume gas akan turun secara bertahap menjadi 16 mmscfd mulai tahun ke-16.

Sumber Tenaga Air

Kalimantan Tengah memiliki potensi tenaga air di DAS Barito dan Katingan di Puruk Cahu, Muara Teweh dan Kasongan. Status potensi tersebut dalam tahap identifikasi oleh Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Kalimantan Tengah, dan memerlukan studi lebih lanjut untuk dapat dikembangkan. Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik ditampilkan pada tabel C3.4 berikut.

Tabel C3.4 Potensi Tenaga Air di Kalimantan Tengah

No	Nama Bendungan	Kabupaten	Kapasitas
1	PLTA Riam Jerawi	Katingan	72 MW
2	PLTA Muara Juloi	Murung Raya	284 MW
Total			356 MW

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan beban sampai dengan tahun 2022 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 871 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara di beberapa lokasi dan PLTG/MG gas alam di Bangkanai sebagai pembangkit *peaker* dengan menggunakan *CNG (compress natural gas) storage*. Tabel C3.5 berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah.

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	PLN	2x60	2015
2	Bangkanai (FTP2)	PLTMG	PLN	155	2016
3	Kuala Pambuang	PLTU	PLN	2x3	2016
4	Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	PLN	140	2017
5	Sampit	PLTU	PLN	2x25	2018
6	Kalselteng 1	PLTU	Swasta	2x100	2019/20
7	Kalselteng 3	PLTU	Swasta	2x100	2020/21
	JUMLAH			871	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi 150 kV dimaksudkan untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban, menyambung sistem *isolated* masuk ke *grid* Barito dan untuk meningkatkan keandalan sistem. Lokasi PLTG/MG Bangkanai jauh dari pusat beban dan sebaran penduduknya sangat berjauhan sehingga transmisi 150 kV yang akan dibangun sangat panjang. Pembangunan transmisi ini akan dapat melistriki lebih banyak penduduk Kalimantan Tengah sekaligus untuk mengambil alih peran PLTD minyak sehingga masuk ke *grid* Kalselteng 150 kV. Selama tahun 2015-2024 transmisi 150 kV yang akan dibangun adalah sekitar 2.614 kms. Sesuai gambar B 3.1. terdapat rencana interkoneksi dengan sistem Kalimantan Barat untuk meningkatkan keandalan pasokan dan fleksibilitas operasi.

Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan dalam tabel C3.6.

Tabel C3.6 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	260	2015
2	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	220	2015
3	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	344	2015
4	PLTG/MG Bangkanai	Muara Teweh	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	100	2015
5	PLTU Pulang Pisau	*Incomer 2 phi* (P. Raya -Selat)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	4	2015
6	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	94	2016
7	Palangkaraya (*New*)	*Incomer 1 phi* (Selat - P raya)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	2	2016
8	Parenggean	*Incomer 1 phi* (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2016
9	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	196	2017
10	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	84	2017
11	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2017
12	GI Pangkalan Bun	GI Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	140	2018
13	GI Nangabulik	*Incomer 1-phi* (P Bun-S mara)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2018
14	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	248	2018
15	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	84	2018
16	GI Pangkalan Banteng	*Incomer 1-phi* (P Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	48	2018
17	PLTU Kalselteng 1	Kasongan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2018
18	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2024
19	Sampit	Kuala Pambuang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2024
20	Sukamara	Kendawangan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	140	2024
					2.614	

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2015-2024, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Total tambahan kapasitas trafo adalah 730 MVA, termasuk trafo untuk perluasan.

Untuk menjaga kestabilan sistem akibat saluran transmisi 150 kV yang sangat panjang yaitu segmen Kasongan – Sampit – Pangkalan Bun dan Tanjung – Buntok – Muara Teweh serta untuk meningkatkan fleksibilitas operasional, perlu dipasang kompensator yaitu reaktor sekitara 5 MVAR di GI Sampit atau GI Pangkalan Bun dan sekitar 5 MVAR di GI Muara Teweh atau di Bangkanai. Mengenai kapasitas dan lokasi penempatan reaktor akan dipastikan setelah dilakukan kajian yang lebih teliti. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada tabel C3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Sampit Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
2	Sampit Ext LB (PLTU)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
3	Buntok	150/20 kV	*New*	30	2015
4	Buntok Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
5	Muara Teweh	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Muara Teweh Ext LB (PLTG)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
7	Sampit	150/20 kV	*Extension*	30	2016
8	Pangkalan Bun	150/20 kV	*New*	60	2016
9	Parenggean	150/20 kV	*New*	30	2016
10	New Palangkaraya	150/20 kV	*New*	60	2016
11	Puruk Cahu	150/20 kV	*New*	30	2016
12	Kuala Kurun	150/20 kV	*New*	30	2017
13	Pangkalan Banteng	150/20 kV	*New*	30	2018
14	Sukamara	150/20 kV	*New*	20	2018
15	Nangabulik	150/20 kV	*New*	20	2018
16	Seberang Barito	150/20 kV	*Extension*	30	2018
17	Kasongan	150/20 kV	*Extension*	30	2018
18	Sampit	150/20 kV	*Extension*	60	2018
19	Asam-asam	150/20 kV	*Extension*	30	2020
20	Palangkaraya	150/20 kV	*Extension*	60	2020
21	Pangkalan Bun	150/20 kV	*Extension*	60	2020
22	Selat	150/20 kV	*Extension*	30	2021
23	Tamiang Layang	150/20 kV	*New*	30	2024
24	Kuala Pambuang	150/20 kV	*New*	30	2024
Jumlah				**730**	

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, dilakukan juga rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015-2024 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 9.539 kms untuk JTM, 5.334 kms untuk JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 462 MVA. Secara rinci penambahan infrastruktur tersebut ditampilkan pada tabel C3.8.

Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dan melayani pelanggan lebih banyak setelah pembangkit sudah cukup, khusus pada tahun 2015 akan disambung sekitar 29 ribu pelanggan baru dan tahun-tahun berikutnya akan disambung rata-rata 37 ribu pelanggan per tahun.

Tabel C3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	236	237	35	29.913
2016	319	260	48	30.485
2017	282	273	40	32.289
2018	280	302	44	34.206
2019	310	333	47	36.240
2020	334	356	51	38.399
2021	362	385	50	37.190
2022	376	380	57	39.257
2023	413	415	66	41.445
2024	454	452	76	43.761
2013-2022	9.539	5.334	463	545.890

C3.4 Sistem-Sistem *Isolated*

Sistem kelistrikan kecil pada daerah terpencil yang saat ini dipasok dari PLTD minyak, pada dasarnya akan beralih masuk ke *grid* Barito dengan *grid extension*, kecuali sistem *isolated* yang berlokasi sangat jauh dari *grid* Barito. Untuk daerah yang jauh dari *grid* dengan beban relatif besar seperti di Kuala Pambuang, direncanakan dibangun PLTMG *dual fuel* sambil menunggu beban cukup besar untuk dibangun transmisi 150 kV ke sistem Barito. Sedangkan untuk daerah *isolated* yang bebannya masih rendah, direncanakan akan dibangun beberapa PLTS komunal *hybrid* dengan PLTD.

C3.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2024 sebagaimana diperlihatkan pada tabel C3.9.

Tabel C3.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	882	992	177	120	60	928	368
2016	1.032	1.125	198	161	210	126	198
2017	1.179	1.380	240	140	30	520	209
2018	1.298	1.643	281	50	190	710	247
2019	1.424	1.776	299	100	0	0	165
2020	1.557	1.919	320	200	150	0	314
2021	1.701	2.073	343	100	30	0	170
2022	1.825	2.206	363	0	0	0	30
2023	1.939	2.329	381	0	0	0	33
2024	2.060	2.460	402	0	60	330	99
Jumlah				871	730	2.614	1.833

LAMPIRAN C.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

C4.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Timur terdiri atas sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* 20 kV, secara keseluruhan masih didominasi oleh pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur secara sederhana ditunjukkan pada Gambar C4.1. Pada Bulan September 2014, kapasitas terpasang keseluruhan sistem adalah 544 MW, daya mampu sekitar 438 MW dan beban puncak 433 MW (termasuk *captive power*) serta beberapa sistem *isolated* 20 kV tersebar dengan beban diatas 10 MW sesuai tabel C4.1.

Tabel C4.1 Kondisi kelistrikan sistem Kaltim sd. September 2014

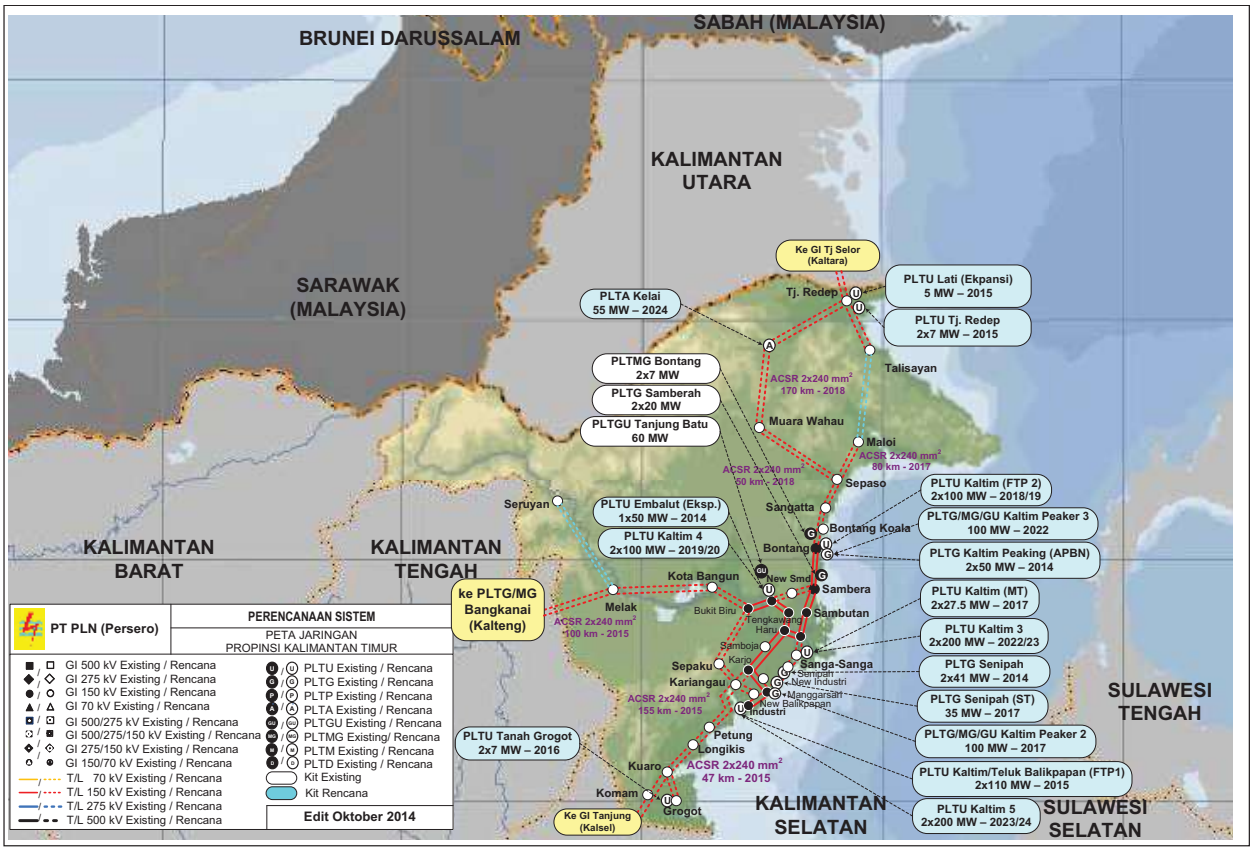
No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	Batubara/Gas/BBM/BBM	IPP/PLN	429,0	358,1	356,9
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	25,5	16,4	16,2
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	17,2	15,3	15,1
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	24,7	10,8	10,7
5	Sangattta	PLTD	BBM	PLN	19,7	17,8	15,1
6	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27,6	19,7	19,1
TOTAL					**543,7**	**438,1**	**433,1**

Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Timur hingga September 2014 mencapai 83.81%, sudah termasuk masyarakat yang dilistriki secara swadaya oleh perusahaan swasta dan masyarakat pengguna PLTS.

Sistem kelistrikan yang paling berkembang di Kalimantan Timur adalah Sistem Mahakam, yaitu sebuah sistem interkoneksi tegangan tinggi 150 kV yang melayani kota Balikpapan, Samarinda, Tenggarong dan Bontang. Pertumbuhan beban di sistem ini sangat tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2014 beban puncak akan mencapai 408 MW sudah termasuk *captive power* yang akan dilayani oleh PLN. Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTD, PLTGU, PLTG dan PLTMG baik milik PLN maupun IPP serta mesin sewa dan *excess power*. Kemampuan sistem ini masih terbatas karena belum tersedia cadangan yang cukup sehingga penambahan pelanggan baru terutama yang memerlukan daya cukup besar, masih dikendalikan dan disesuaikan dengan kemampuan pembangkit. Apabila terdapat pemeliharaan atau gangguan unit pembangkit kapasitas besar, maka sistem ini bisa mengalami defisit daya.

Sistem kelistrikan di beberapa Kabupaten lainnya yaitu Kabupaten Kutai Barat (Melak), Kutai Timur (Sangatta), Penajam Paser Utara (Petung), Kabupaten Paser (Tanah Grogot) dan Kabupaten Mahakam Ulu (Long Bagun), masih dilayani melalui jaringan tegangan menengah 20 kV dan dipasok dari PLTD BBM. Khusus untuk kota Petung, selain PLTD BBM juga dipasok dari PLTMG berbahan bakar gas alam. Kemampuan daya di sistem kelistrikan ini juga sama, yaitu masih mengalami keterbatasan akibat dalam beberapa tahun terakhir hampir tidak ada penambahan kapasitas pembangkit baru, sedangkan beban yang ada terus tumbuh dengan cepat.

Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem kelistrikannya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.



Gambar C4.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kaltim

C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Timur

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim rata-rata sekitar 10,0% per tahun selama 2009–2013. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 8,68% per tahun. Porsi terbesar pemakaian listrik adalah dari pelanggan sektor rumah tangga (rata-rata 58,9% per tahun).

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltim tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Akibatnya daftar tunggu terutama calon pelanggan bisnis dan industri menumpuk, membuat tambahan beban yang akan datang diperkirakan naik sangat tinggi setelah PLTU batubara beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir termasuk adanya daftar tunggu calon pelanggan yang cukup besar, dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan usaha meningkatkan rasio elektrifikai dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2015–2024 ditunjukkan pada tabel C4.2. Daftar tunggu konsumen besar akan dapat dilayani setelah pembangkit-pembangkit baru skala besar yang saat ini dalam tahap konstruksi sudah beroperasi.

Tabel C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	8,89	2.968	3.482	561	816.339
2016	9,48	3.259	3.801	615	870.900
2017	10,57	3.617	4.209	682	927.666
2018	11,56	4.055	4.855	764	962.807
2019	12,07	4.569	5.420	860	998.996
2020	11,90	5.140	6.132	966	1.024.683
2021	11,56	5.744	6.883	1.079	1.054.507
2022	11,56	6.418	7.628	1.205	1.084.589
2023	11,56	7.171	8.456	1.345	1.114.963
2024	11,56	8.012	9.381	1.502	1.145.643
Pertumbuhan (%)	**11,07**	**11,7%**	**11,7%**	**11,6%**	**3,8%**

C4.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Sebagai upaya untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Timur, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Timur sebagai daerah penghasil batubara dan migas dalam jumlah besar merupakan lumbung energi nasional. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Pemprov Kalimantan Timur, sumber energi yang ada meliputi (termasuk Kalimanatan Utara):

- Cadangan batubara mencapai 25 milyar ton dengan tingkat produksi mencapai 120 juta ton per tahun,

- Cadangan gas bumi mencapai 46 TSCF dengan produksi 2 TSCF per tahun, termasuk perkiraan sisa cadangan Blok Mahakam sebesar 5,7 TSCF.
- Cadangan minyak bumi di Kalimantan Timur sebesar 985 MMSTB dan produksinya mencapai 57 MMSTB per tahun,
- Potensi gas metana batubara (CBM) sebesar 108 TSCF,
- Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 350 MW di Tabang, Kutai Kartanegara yang lokasinya sekitar 214 km dari kota Tenggarong dan 630 MW Boh 2 di Kabupaten Kutai Kartanegara yang perlu dilakukan studi lebih lanjut.
- Potensi tenaga air mini *hydro* antara 200 kW hingga 500 kW di sebelah hulu sungai Mahakam, juga perlu dilakukan studi lebih lanjut.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltim, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTG/MG dan PLTA. Selama periode tahun 2015-2024, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.828 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C4.3 berikut. Diluar tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem dengan beban diatas 3 MW yaitu PLTS IPP *on-grid*.

Tabel C4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Tanjung Redep	PLTU	PLN	2x7	2015
2	Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	PLN	2x110	2015
3	*Mobile PP* Kaltim	PLTG/MG	PLN	30	2016
4	Kaltim *Peaker* 2	PLTG/MG/GU	PLN	100	2017
5	Kelai	PLTA	PLN	55	2024
6	Lati (Ekspansi)	PLTU	Swasta	1x5	2015
7	Tanah Grogot	PLTU	Swasta	2x7	2016
8	Kaltim (MT)	PLTU	Swasta	2x27,5	2017
9	Senipah (ST)	PLTGU	Swasta	35	2017
10	Kaltim (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19
11	Kaltim 4	PLTU	Swasta	2x100	2019/20
12	Kaltim 3	PLTU	Swasta	2x200	2022/23
13	Kaltim *Peaker* 3	PLTG/MG/GU	*Unallocated*	100	2022
14	Kaltim 5	PLTU	*Unallocated*	2x200	2023/24
	JUMLAH			1.828	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Beban Sistem kelistrikan Kalimantan Timur sudah cukup besar tetapi masih banyak daerah yang belum terjangkau oleh Sistem interkoneksi Mahakam. Sebagai upaya untuk mengembangkan kelistrikan di Kaltim dan menurunkan penggunaan BBM, di daerah-daerah terpencil yang masih menggunakan PLTD secara bertahap akan dibangun jaringan transmisi 150 kV dan diinterkoneksikan dengan Sistem Mahakam.

Untuk mempercepat pengembangan kelistrikan di Kabupaten Kutai Barat (Melak) akan dibangun Transmisi 150 kV dari PLTG Bangkanai ke Melak, jalur tersebut nantinya akan menjadi *backbone* interkoneksi 150 kV dari Kalimantan Tengah ke Kalimantan Timur melalui daerah Tanjung Issuy dan Muara Muntai.

Untuk menginterkoneksikan sistem *isolated* 20 kV dengan Sistem Mahakam dan sekaligus menghubungkan ke Sistem di Kalimantan Utara, akan dibangun jaringan transmisi 150 kV, membentang dari Bontang sampai dengan Tanjung Redeb melalui Sangatta, Muara Wahau. Selama periode tahun 2015-2024, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 2.059 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 355 juta seperti ditampilkan dalam tabel C4.4.

Tabel C4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Kuaro	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	93	2015
2	PLTU Teluk Balikpapan	*Incomer 2 phi* (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 428 mm2	16	2015
3	PLTG Senipah	Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2015
4	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	182	2016
5	Petung	*Incomer 2 phi* (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	46	2016
6	Tenggarong	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2016
7	New Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	32	2016
8	GI New Balikpapan	*Incomer 2 phi* (Manggarsari-Industri)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	2016
9	PLTG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	200	2016
10	New Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	40	2017
11	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2017
12	GI New Balikpapan	GI Kariangau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	40	2017
13	Kuaro	Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	32	2017
14	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2017
15	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2017
16	Melak	GI Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	268	2017
17	Lati	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	60	2017
18	Muara Wahau	Sepaso	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2018
19	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2019
20	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	50	2020
21	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2020
22	PLTU Kaltim 3	*Incomer 2 pi* (Senipah-Palaran)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	8	2021
23	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2022
Jumlah					**2.059**	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pengembangan GI di Kalimantan Timur sebagian besar untuk menjangkau sistem *isolated* menggantikan peran PLTD dan sebagian lainnya untuk peningkatan pelayanan dan keandalan serta untuk mengantisipasi GI yang sudah tidak dapat dikembangkan lagi.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2015-2024 tersebar di 22 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 1.840 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 119 juta. Investasi tersebut belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit. Rincian pengembangan gardu induk di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada tabel C4.5.

Tabel C4.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	New /Extension	Kap. (MVA)	COD
1	Bukuan/Palaran	150/20 kV	*Extension*	60	2015
2	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	*New (4 LB)*	20	2015
3	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	*Extension*	30	2015
4	Senipah	150/20 kV	*New*	30	2015
5	Petung	150/20 kV	*New*	30	2015
6	Sambutan	150/20 kV	*Extension*	60	2016
7	Kariangau	150/20 kV	*New*	60	2016
8	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	*Uprating*	60	2016
9	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	*Uprating*	60	2016
10	New Industri	150/20 kV	*New*	60	2016
11	Kotabangun	150/20 kV	*New*	20	2016
12	Kotabangun	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2016
13	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	*Uprating*	60	2016
14	Bontang	150/20 kV	*Extension*	60	2016
15	New Balikpapan	150/20 kV	*New*	60	2016
16	New Samarinda	150/20 kV	*New*	60	2016
17	Melak	150/20 kV	*New*	30	2016
18	Sambutan Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2016
19	Sangatta	150/20 kV	*New*	30	2017
20	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	*New*	30	2017
21	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	*New*	30	2017
22	Longikis	150/20 kV	*New*	30	2017
23	Berau / Tj Redep	150/20 kV	*New*	30	2017
24	Bontang Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2017
25	Petung	150/20 kV	*Extension*	30	2017
26	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	*Uprating*	60	2017
27	Lati	150/20 kV	*New*	30	2017
28	Sepaso	150/20 kV	*New*	30	2017
29	Sanga-Sanga	150/20 kV	*New*	60	2017
30	Maloy	150/20 kV	*New*	30	2018
31	Samboja (Karjo-Haru)	150/20 kV	*New*	60	2018
32	Bontang Koala (Bontang)	150/20 kV	*New*	60	2018
33	New Samarinda	150/20 kV	*Extension*	60	2018
34	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	*Extension*	30	2018
35	Sangatta	150/20 kV	*Extension*	60	2019
36	Berau / Tj Redep	150/20 kV	*Extension*	30	2019
37	Muara Wahau	150/20 kV	*New*	30	2019
38	New Balikpapan	150/20 kV	*Extension*	60	2019
39	Semoi-Sepaku	150/20 kV	*New*	30	2021
40	Melak	150/20 kV	*Extension*	30	2021
41	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	*Extension*	30	2021
42	Sambutan	150/20 kV	*Extension*	60	2021
43	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	*Extension*	60	2022
44	Talisayan	150/20 kV	*New*	30	2022
45	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	*Extension*	60	2022
Jumlah				**1.840**	

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2015-2024 sebagaimana ditunjukkan pada tabel C4.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 38 ribu sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 8.431 kms, JTR sekitar 6.203 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.630 MVA.

Tabel C4.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	803	593	153	54.878
2016	798	590	170	54.561
2017	831	614	190	56.766
2018	866	639	213	35.141
2019	902	664	118	36.189
2020	940	691	129	25.687
2021	782	574	141	29.824
2022	808	593	156	30.082
2023	836	612	171	30.375
2024	865	633	189	30.680
2015-2024	8.431	6.203	1.630	384.183

C4.4 Sistem Kelistrikan *Isolated*

Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil

Sistem kelistrikan skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini *hydro*, dapat dikembangkan menjadi PLTM dan pemerintah daerah serta swasta dapat berpartisipasi dalam pembangunannya.

Selain itu, untuk daerah–daerah yang mempunyai potensi *excess power* pembangkit non BBM dan energi terbarukan, PLN berencana mengembangkan kerjasama untuk menyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM, seperti yang saat ini telah dilakukan kerjasama *excess power* di Kembang Janggut (Pembangkit Biogas), Talisayan (Pembangkit Biomassa) dan Karangan Dalam (Pembangkit Biomassa).

Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Serawak, Malaysia yaitu Kabupaten Mahakam Ulu yang merupakan wilayah pemekaran baru

dari Kabupaten Kutai Barat. Kondisi di daerah perbatasan ini sebagian besar belum berlistrik. Potensi air dari hulu sungai Mahakam layak dikembangkan sebagai PLMTH skala kecil dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain itu PLN akan melakukan kerjasama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk mambangun PLTMH dan PLTS.

PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam, termasuk gas skala kecil, untuk kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan.

C.4.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah sebagaimana terdapat dalam tabel C4.7.

Tabel C4.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	2.968	3.482	561	239	170	219	465
2016	3.259	3.801	615	44	590	582	256
2017	3.617	4.209	682	190	360	720	428
2018	4.055	4.855	764	100	240	100	249
2019	4.569	5.420	860	200	180	240	394
2020	5.140	6.132	966	100	0	120	226
2021	5.744	6.883	1.079	0	150	8	71
2022	6.418	7.628	1.205	300	150	70	414
2023	7.171	8.456	1.345	400	0	0	588
2024	8.012	9.381	1.502	255	0	0	415
Jumlah				1.828	1.840	2.059	3.508

LAMPIRAN C.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

C5.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sesuai dengan Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 20 Tahun 2012 tentang Pembentukan Provinsi Kalimantan Utara yang menyatakan bahwa per tanggal 16 November 2012 Provinsi Kalimantan Utara secara resmi telah terbentuk, terdiri dari 4 Kabupaten yaitu Bulungan, Malinau, Nunukan, Tana Tidung dan 1 Kota Tarakan, yang sebelumnya masuk wilayah Provinsi Kalimantan Timur.

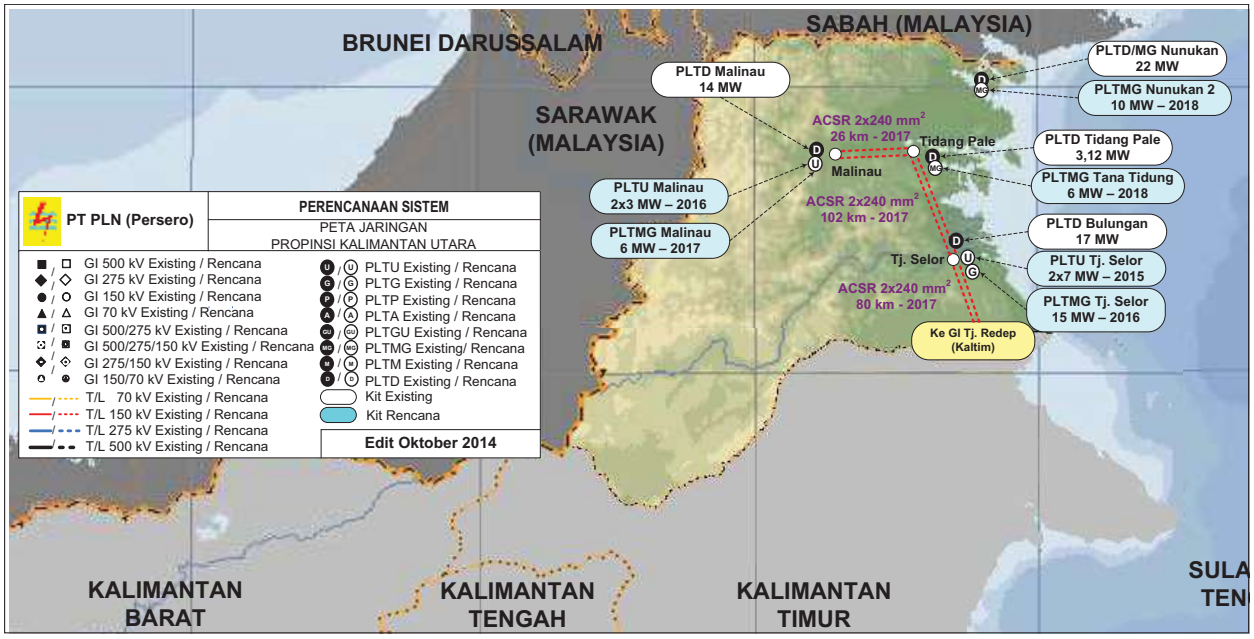
Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar yaitu Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan ibukota Kabupaten yaitu Tana Tidung, Malinau serta Nunukan.

Sesuai kondisi geografis, sistem kelistrikan di Kalimantan Utara masih merupakan sistem *isolated* tersebar di setiap Kabupaten/Kota dan dipasok dari PLTD minyak melalui jaringan 20 kV, sehingga biaya pokok produksi masih tinggi. Sampai dengan bulan September 2014, kapasitas terpasang pembangkit dengan beban diatas 1 MW adalah 64,3 MW, daya mampu sekitar 42,9 MW dan beban 25,2 MW sesuai tabel C5.1. Pada umumnya sistem kelistrikan di Kalimantan Utara dalam kondisi terbatas kecuali Nunukan karena sudah ada tambahan PLTMG gas 8 MW. Untuk beberapa daerah yang berpenduduk relatif sedikit dan terpencil, sistem kelistrikannya masih sangat kecil dan dilayani jaringan tegangan rendah 220 volt yang tersambung langsung dengan PLTD setempat.

Pertumbuhan beban di Kalimantan Utara cukup tinggi dan diperkirakan pada akhir tahun 2014 beban puncak akan mencapai sekitar 27,2 MW.

Tabel C5.1 Kondisi kelistrikan sistem Kalimantan Utara sd. September 2014

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN	16,6	8,6	8,5
2	Nunukan	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21,5	10,7	8,4
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN	13,9	7,8	6,1
4	Tidung Pale	PLTD	BBM	PLN	3,1	2,7	1,3
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN	4,0	3,5	1,3
6	Sebatik	PLTD/S	BBM/Surya	PLN	5,2	3,2	2,3
	TOTAL				**64,3**	**36,4**	**27,8**



Gambar C5.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara

Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Utara sampai September 2014 mencapai 70,60% (Tanpa Tarakan), sudah termasuk masyarakat yang dilistriki secara swadaya oleh perusahaan swasta dan masyarakat pengguna PLTS.

C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Kalimantan Utara

Pertumbuhan ekonomi kelima Kabupaten/Kota yang berada di wilayah Provinsi Kalimantan Utara (Kaltara) dalam lima tahun terakhir cukup tinggi yaitu mencapai 7,12% per tahun (tanpa minyak dan gas) atau rata-rata 8,06% per tahun selama 2009-2013. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi[1], yaitu mencapai rata-rata 11,06% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga (12,9% per tahun), sedangkan terendah adalah pada sektor industri.

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltara tidak mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Diperkirakan beban akan naik sangat tinggi setelah pembangkit non-BBM yaitu PLTU batubara dan PLTMG beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2015–2024 ditunjukkan pada tabel C5.2.

[1] Tidak termasuk Tarakan

Tabel C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	8,89	165,1	207,7	29,9	63.478
2016	9,48	181,6	225,6	32,9	69.621
2017	10,57	199,3	235,4	36,1	75.849
2018	11,56	217,6	255,3	39,4	83.151
2019	12,07	237,5	276,8	43,0	91.546
2020	11,90	259,0	300,2	46,9	99.625
2021	11,56	282,4	325,6	51,1	104.292
2022	11,56	307,8	353,1	55,7	107.627
2023	11,56	335,5	383,3	60,8	108.884
2024	11,56	365,6	416,0	66,2	110.203
Pertumbuhan (%)	11,07	9,23%	8,03%	9,22%	6,38%

C5.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tinggi di Provinsi Kalimantan Utara, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan mempertimbangkan ketersediaan potensi energi primer setempat dan sebaran penduduk.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara dalam jumlah cukup besar, juga minyak dan gas bumi. Berdasarkan informasi dari Pemprov Kalimantan Utara, sumber energi primer yang ada meliputi :

- Potensi batubara mencapai 1.607,3 juta ton.
- Gas alam di lapangan South Sebuku Blok Simenggaris sebesar 25 mscf, juga di lapangan Bangkudulis sebesar 18 mmscfd. Rencana Pemerintah, pasokan gas alam untuk kelistrikan akan ditingkatkan dari 7,65 tscf menjadi 7,9 tscf.
- Potensi tenaga air yang sangat besar adalah di daerah aliras sungai (DAS) Kayan mencapai sekitar 6.000 MW yang berlokasi sekitar 300 km dari rencana kawasan industri Maloi/Sangkulirang, Kalimantan Timur. Selain itu juga terdapat potensi PLTA Sembakung, PLTA Bahau dan PLTA Sesayap di Kabupaten Malinau. Potensi beberapa PLTA tersebut perlu dilakukan studi kelayakan untuk dapat dikembangkan lebih lanjut.
- Potensi tenaga air skala kecil untuk PLTMH di Krayan sekitar 2 MW.

Pengembangan Pembangkit

Sesuai dengan ketersediaan sumber energi primer di Kaltara, untuk memenuhi kebutuhan listriknya akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara dan PLTG/MG. Selama periode 2015-2024, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 51 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C5.3 berikut. Diluar tabel tersebut, juga terdapat rencana pengembangan pembangkit energi terbarukan pada sistem berbeban diatas 3 MW yaitu dengan membangun PLTS IPP *on-grid* (1 MW) yaitu di sistem Tanjung Selor.

Untuk mendukung percepatan pembangunan ekonomi di Kaltara, bilamana terdapat pihak swasta yang bersedia mengembangkan potensi DAS Kayan menjadi PLTA Kayan *Cascade* yang diperuntukkan melayani beban kawasan industri khusus, maka PLN akan membeli kelebihan daya dari PLTA tersebut untuk melayani kebutuhan listrik di Kalimantan Utara sesuai kebutuhan.

Tabel C5.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Tanjung Selor	PLTU	PLN	2x7	2015
2	Malinau	PLTU	PLN	2x3	2016
3	Tanjung Selor	PLTMG	PLN	15	2016
4	Malinau	PLTMG	PLN	6	2017
5	Nunukan 2	PLTMG	PLN	10	2018
	JUMLAH			51	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem kelistrikan interkoneksi transmisi 150 kV di Kaltara dimaksudkan untuk mendukung peningkatan pelayanan dan efisiensi serta pemenuhan kebutuhan daya yang cukup dan andal. Dengan adanya interkoneksi, maka akan dapat dibangun pembangkit dengan kapasitas yang lebih besar dan lebih efisien.

Memperhatikan beban sistem kelistrikan di Kalimantan Utara masih rendah, maka rencana proyek transmisi akan dibangun secara bertahap. Pada tahap pertama akan dibangun transmisi 150 kV Tanjung Selor–Tanjung Redep, kemudian dikembangkan ke arah Tidang Pale dan Malinau sekaligus untuk mengantisipasi pemanfaatan potensi gas di lapangan Sembakung dan Bangkudulis.

Selama periode 2015-2024, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 416 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 71 juta seperti ditampilkan dalam tabel C5.4.

Tabel C5.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltara

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2017
2	Tj Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	204	2017
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	52	2017
					416	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Rencana pembangunan GI di Kalimantan Utara bertujuan untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke beban sistem yang masih dilayani dari PLTD, menjangkau sistem *isolated* kecil agar bisa mendapat pasokan yang lebih andal dan lebih murah. Pengembangan GI ini merupakan bagian dari rencana pengembangan kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara.

Jumlah GI 150 kV yang akan dibangun dalam periode 2015-2024 tersebar di 3 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 80 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 9 juta namun belum termasuk kebutuhan investasi untuk gardu induk pembangkit, seperti diperlihatkan pada tabel C5.5.

Tabel C5.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	*New*	30	2017
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	*New*	20	2019
3	Malinau	150/20 kV	*New*	30	2019
				80	

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2015-2024 sebagaimana ditunjukkan pada tabel C5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 5.282 sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 431 kms, JTR sekitar 390 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 147 MVA.

Tabel C5.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	45	37	12	6.100
2016	44	37	14	6.143
2017	46	39	16	6.228
2018	46	40	18	7.302
2019	47	42	11	8.395
2020	47	43	13	8.079
2021	38	36	14	4.667
2022	39	37	15	3.335
2023	39	38	17	1.257
2024	39	40	18	1.319
2015-2024	431	390	147	52.825

C5.4 Sistem Kelistrikan Kalimantan Utara dan Sistem *Isolated*

Sistem Kelistrikan Daerah Terpencil

Sistem kelistrikan skala sangat kecil di daerah terpencil yang sangat jauh dari pusat beban, saat ini direncanakan akan dilengkapi dengan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS), termasuk melalui kerja sama dengan Pemerintah Daerah.

Untuk daerah-daerah yang memiliki potensi tenaga mini *hydro*, dapat dikembangkan menjadi PLTMH dengan melibatkan Pemerintah Daerah serta pihak swasta untuk pembangunannya.

Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Tana Tidung. Sebagian besar penduduk di kedua daerah tersebut masih belum menikmati aliran listrik PLN. Untuk memperluas elektrifikasi di dua kabupaten tersebut, PLN akan meningkatkan kapasitas PLTMG dengan memanfaatkan gas alam yang ada di Sembakung / Sebaung di daratan Kaltara. Selanjutnya listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke Nunukan dan Sebatik melalui jaringan kabel laut 20 kV. PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam termasuk gas skala kecil, untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan. Sedangkan untuk daerah disekitar perbatasan yang umumnya berbeban rendah, akan ditambah PLTD skala kecil sesuai dengan kebutuhan.

C5.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi tahun 2015-2024 adalah sebagaimana terdapat dalam tabel C5.7

Tabel C5.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	165	208	30	14	0	0	34
2016	182	226	33	21	0	0	31
2017	199	235	36	6	30	416	84
2018	218	255	39	10	0	0	14
2019	237	277	43	0	50	0	10
2020	259	300	47	0	0	0	5
2021	282	326	51	0	0	0	4
2022	308	353	56	0	0	0	5
2023	336	383	61	0	0	0	5
2024	366	416	66	0	0	0	5
Jumlah				51	80	416	197

LAMPIRAN C.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

C6.1 Kondisi Kelistrikan Sulawesi Utara Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV yang disebut Sistem Minahasa dan sistem kelistrikan 20 kV *isolated*. Sistem Minahasa telah tersambung dengan sistem kelistrikan Provinsi Gorontalo dan selanjutnya akan disambung sampai ke Tolitoli dan Buol Provinsis Sulawesi Tengah dan disebut Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut). Sistem Minahasa melayani Kota dan Kabupaten se Provinsi Sulawesi Utara yang berada di daratan. Sedangkan sistem kelistrikan 20 kV melayani kota/daerah yang berlokasi di Kepulauan yaitu Kabupaten Kepulauan Sitaro, Kepulauan Sangihe dan Kepulauan Talaud, termasuk sistem *isolated* pulau terluar Indonesia yaitu Pulau Miangas, Marore dan Marampit.

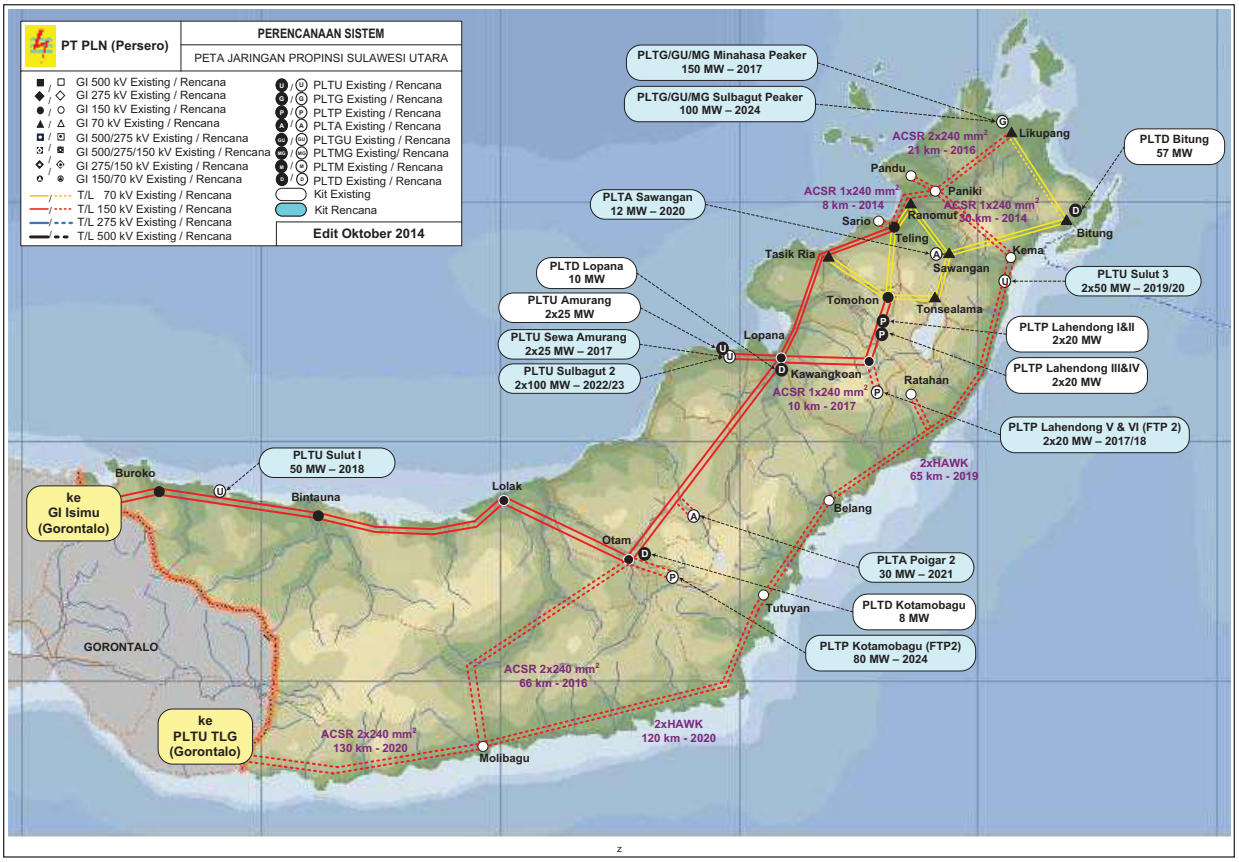
Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem *isolated* 20 kV meliputi pulau; Bunaken, Papusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage dan Gangga.

Kemampuan Sistem Sulbagut pada saat ini sekitar 327 MW yang meliputi daya mampu pembangkit di Sistem interkoneksi 150/70 kV sebesar 303 dan di sistem 20 kV sebesar 24,5 MW. Namun melihat keterbatasan uap panas bumi PLTP Lahendong dan variasi musim sehingga kemampuan PLTA sering kali menurun. Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M dan PLTD HSD dengan total kapasitas terpasang sebesar 384. Beban puncak sistem ini adalah 324 MW. Cadangan sistem ini dibawah 10% (dibawah cadangan yang wajar) sehingga masih sering terjadi pemadaman.

Tabel C6.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara. Sedangkan gambar C6.1.adalah peta sistem kelistrikan existing sub sistem Minahasa (bagian dari sistem Sulbagut) dan rencana pengembangannya.

Tabel C6.1 Data Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Sistem Interkoneksi 150/70 kV**						
	1 Sistem Minahasa-Kotamobagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	156,0	118,5	304,9
		PLTP	Panas bumi	PLN	80,0	80,0	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	58,4	54,4	
		PLTU	Batubara	PLN	50,0	50,0	
2	**Sistem Grid 20 kV**						
	1 Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11,3	7,0	6,7
		PLTA/M	Air	PLN	1,0	1,0	
		PLTS	Surya	PLN	0,1	0,1	
	2 Talaud	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5,7	4,3	3,7
	3 Siau/Ondong	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,7	3,2	3,0
	4 Lirung	PLTD	BBM	PLN	2,8	1,1	1,1
	5 Tagulandang	PLTD	BBM	PLN	3,0	1,6	1,1
	6 *Isolated* tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	2,6	1,9	1,3
		PLTS	Surya	PLN	0,6	0,4	
	7 *Isolated* tersebar daerah Manado	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,2	3,8	2,1
		PLTS	Surya	PLN	0,3	0,2	
	Total				**384**	**327**	**324**



Gambar C6.1 Peta kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara

C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam beberapa tahun terakhir cukup tinggi yaitu pada kisaran 8,02% per tahun. Berdasarkan sumbangannya sektor PHR (Perdagangan, Hotel dan Restoran) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan dan sektor pengangkutan dan komunikasi.

Sulawesi Utara merupakan daerah tujuan wisata dan kegiatan MICE (*Meeting, Incentive, Convention, Exhibition*), sehingga akan menjadi salah satu faktor pendorong tingginya pertumbuhan sektor PHR dan sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata mencapai 10,4% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor bisnis dengan pertumbuhan dalam 5 tahun terakhir mencapai 12,6% dan sektor rumah tangga dengan pertumbuhan 10,6%.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2015-2024 diperlihatkan pada tabel C6.2.

Tabel C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto	Pelanggan
2015	8,71	1.436	1.699	266	604.460
2016	8,71	1.590	1.870	294	621.627
2017	8,71	1.760	2.114	316	636.752
2018	8,71	1.948	2.349	345	650.732
2019	8,71	2.154	2.579	381	663.533
2020	8,71	2.382	2.832	422	674.129
2021	8,71	2.634	3.251	446	688.737
2022	8,71	2.913	3.559	495	695.548
2023	8,71	3.221	3.901	549	702.222
2024	8,71	3.562	4.282	605	708.684
Pertumbuhan (%)	8,71	10,6%	10,8%	9,6%	1,8%

C6.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat dan kondisi geografis serta sebaran penduduknya, sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi terbarukan yang cukup besar berupa panas bumi hingga 700 MW yang tersebar di Lahendong, Tompaso dan

Kotamobagu (Gunung Ambang). Dari potensi panas bumi tersebut, yang sudah dieksploitasi sebesar 80 MW yaitu PLTP Lahendong unit 1, 2, 3 dan 4, sedangkan yang berpeluang untuk dikembangkan adalah potensi sebagaimana terdapat pada tabel C6.3, termasuk potensi tenaga air dan tidak menutup kemungkinan akan ditemukan potensi PLTM lainnya.

Tabel C6.3. Potensi Energi Primer di Sulawesi Utara

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke sistem	Jarak kit ke sistem	Status
1	Poigar II	Wulurmahatus/Modoingding	30	Sistem Minahasa		
2	Poigar III	Wulurmahatus/Modoingding	20	Sistem Minahasa		
3	Woran	Woran/Tombasian	0,6	Sistem Minahasa	0,1	SSI
4	Morea	Morea/Belang	0,6	Sistem Minahasa	1	SSI
5	Molobog	Molobog/Kotabuan	0,6	Sistem Minahasa	1	SSI
6	Lobong II	Bilalang IV/Passi	0,5	Sistem Minahasa	4	SSI
7	Apado	Bilalang IV/Passi	0,3	Sistem Minahasa	0,55	SSI
8	Kinali	Otam/Pasi	1,2	Sistem Minahasa	1	SSI
9	Bilalang	Bilalang I/Pasi	0,3	Sistem Minahasa	0,4	SSI
10	Salongo	Salongo/Bolaang Uki	0,9	Sistem Minahasa	5,5	SSI
11	Tangangah	Tengangah/Bolaang Uki	1,2	Sistem Minahasa	1,2	SSI
12	Milangodaa I	Milangodaa I/ Bolaang Uki	0,7	Sistem Minahasa	4,5	FS Tahun 2008
13	Milangodaa II	Milangodaa II/ Bolaang Uki	0,7	Sistem Minahasa	5	FS Tahun 2008
14	Pilolahunga	Mamalia/Bolaang Uki	0,8	Sistem Minahasa	2,5	SSI
15	Ulupeliang II	Ulung Peliang/Tamako	0,3	Sistem Tahuna	1,5	SSI
16	Belengan	Belengan/Manganitu	1,2	Sistem Tahuna	0,05	SSI
Jumlah Potensi Air			59,9			

Potensi Panas Bumi

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke sistem	Jarak kit ke sistem	Status
1	Lahendong V	Tompaso	20	Sistem Minahasa		On Going
2	Lahendong VI	Tompaso	20	Sistem Minahasa		On Going
3	Gunung Ambang	Kotamobagu	400	Sistem Minahasa		Pra FS

Kendala yang dihadapi untuk mengembangkan potensi panas bumi dan beberapa tenaga air yang cukup besar adalah masalah status lahan dimana sebagian besar potensi tersebut berada di kawasan hutan cagar alam Gunung Ambang di Kabupaten Bolaang Mongondow.

Beberapa potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA dan terdapat di kawasan tersebut adalah Poigar II (30 MW), Poigar III (20 MW), namun untuk Poigar II ijin pengalihan status hutan dari Kementerian Kehutanan sudah terbit sehingga proses pembangunan bisa dilanjutkan.

Untuk daerah pulau-pulau, sumber energi primer yang tersedia adalah tenaga angin dan radiasi matahari. Karakteristik tenaga angin yang tidak kontinu dan radiasi matahari yang efektifitasnnya rendah, memerlukan penerapan PLTS maupun dan pembangkit tenaga angin (PLT Bayu) dengan desain khusus, yaitu menggunakan sistem *hybrid* dengan PLTD eksisting.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024 direncanakan tambahan 19 unit pembangkit baru dengan kapasitas total 942 MW. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/GU/MG, PLTA, PLTP. Tabel C6.4 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel C6.4 Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	*Mobile PP* Sulbagut (Amurang)	PLTG/MG	PLN	100	2016
2	Minahasa *Peaker*	PLTG/MG/GU	PLN	150	2017
3	Talaud	PLTU	PLN	2x3	2017
4	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2018
5	Sulut 1	PLTU	PLN	2x25	2018
6	PLTM Tersebar Sulut	PLTM	PLN	0,5	2018
7	Sawangan	PLTA	PLN	2x6	2020
8	Kotamobagu (FTP 2)	PLTP	PLN	80	2024
9	Amurang	PLTU Sewa	Sewa	2x25	2017
10	PLTM Tersebar Sulut	PLTM	Swasta	3,5	2017
11	Lahendong V (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2017
12	PLTM Tersebar Sulut	PLTM	Swasta	0,5	2018
13	Lahendong VI (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2018
14	PLTM Tersebar Sulut	PLTM	Swasta	4,2	2019
15	Poigar 2	PLTA	Swasta	30	2021
16	Sulut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20
17	Tahuna	PLTMG	*Unallocated*	5	2021
18	Sulbagut 2	PLTU	*Unallocated*	2x100	2022/23
19	Sulbagut *Peaker*	PLTG/MG/GU	*Unallocated*	100	2024
	JUMLAH			942	

Selain daftar tersebut diatas, juga direncanakan pengembangan pembangkit skala kecil lainnya yang berbasis energi terbarukan seperti PLTS jenis terkonsentrasi /komunal.

Kondisi sistem interkoneksi Minahasa di Sulawesi Utara saat ini mengalami defisit dan diperkirakan dua sampai tiga tahun kedepan masih akan berlanjut karena penyelesaian beberapa proyek pembangkit mundur dari jadwal semula. Untuk mengatasi kondisi tersebut, akan disiapkan *mobile power plant* (MPP) dengan teknologi *dual fuel* kapasitas 100 MW. Jika proyek pembangkit non-BBM sudah beroperasi, maka MPP ini dapat dipindahkan ke lokasi/sistem lain yang lebih membutuhkan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Kondisi beban sistem kelistrikan Sulut sudah cukup besar dan untuk menjangkau daerah yang semakin jauh, direncanakan pengembangan transmisi menggunakan tegangan 150 kV dan sebagian kecil 70 kV. Berdasarkan proyeksi beban dan kondisi geografis di Sulawesi Utara, sampai dengan tahun 2024 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun sepanjang 1.020 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 170 juta seperti ditampilkan pada tabel C6.5.

Tabel C6.5 Pembangunan Transmisi 150 kVdan 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Likupang	Bitung	70 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	32	2015
2	Teling (GIS)	Ranomut Baru (Paniki)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	22	2015
3	Ranomut Baru (Paniki)	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	56	2015
4	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	132	2016
5	PLTG/MG Minahasa *Peaker*	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	1	2016
6	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	42	2016
7	PLTP Lahendong V & VI	Kawangkoan	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	10	2017
8	PLTU Sulut 1 (FTP1)	*Incomer double phi* (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	10	2018
9	Teling (GIS)	Sario (GIS)	150 kV	*Single Pole* atau UGC	8	2018
10	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	20	2019
11	Paniki	Pandu	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	24	2019
12	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	1	2020
13	GI Molibagu	PLTU TLG	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	206	2020
14	PLTA Poigar	*Incomer 1 phi* (Otam-Lopana)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2020
15	Kema	Belang	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	130	2022
16	Belang	Molibagu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	240	2022
17	PLTP Kotamobagu	Otam	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	32	2024
18	Ratahan	*Incomer 1 phi* (Kema-Belang)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	24	2024
Jumlah					**1020**	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi, gardu induk yang akan dibangun sampai dengan tahun 2024 adalah 20 gardu induk baru 150 kV termasuk perluasan GI 150 kV dan 70 kV dengan total kapasitas trafo sekitar 850 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 53 juta sebagaimana ditunjukkan pada tabel C6.6, namun belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk GI pembangkit.

Tabel C6.6 Pengembangan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	*New*	30	2015
2	Paniki	150/20 kV	*New*	30	2015
3	Kawangkoan	150/20 kV	*Extension*	60	2016
4	Tomohon	150/20 kV	*Extension*	30	2016
5	Otam	150/20 kV	*Extension*	30	2016
6	Molibagu	150/20 kV	*New*	20	2016
7	Teling (GIS)	150/20 kV	*Extension*	60	2016
8	Likupang (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2016
9	Tasik Ria	70/20 kV	*Extension*	30	2016
10	Tonsealama	70/20 kV	*Uprating*	30	2016
11	Bintauna (*Town Feeder*)	150/20 kV	*New*	20	2018
12	Paniki	150/20 kV	*Extension*	60	2018
13	Sario (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2018
14	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	*Extension*	60	2019
15	Pandu	150/20 kV	*New*	60	2019
16	Otam	150/20 kV	*Extension*	30	2020
17	Teling (GIS)	150/20 kV	*Extension*	60	2021
18	Belang (Ratahan)	150/20 kV	*New*	60	2022
19	Ratahan	150/20 kV	*New*	30	2024
20	Tutuyan	150/20 kV	*New*	30	2024
Jumlah				**850**	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk memenuhi rencana tambahan pelanggan baru sekitar 121 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024 atau rata-rata sekitar 12 ribu sambungan baru pertahun. Pengembangan jaringan distribusi tersebut belum termasuk adanya rencana interkoneksi dari daratan Sulawesi Utara dengan pulau kecil yang berdekatan, dimana dalam implementasinya akan didahului dengan studi kelayakan dan studi dasar laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015-2024 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 3.874 kms JTM, 2.084 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 989 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel C6.7.

Tabel C6.7 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	393	189	67	17.286
2016	402	191	80	17.167
2017	483	282	95	15.125
2018	494	283	100	13.980
2019	488	280	109	12.800
2020	466	272	111	10.597
2021	400	195	107	14.608
2022	300	154	106	6.811
2023	247	125	102	6.674
2024	201	113	110	6.463
2015-2024	3.874	2.084	989	121.510

C6.4 Sistem Kelistrikan di Kepulauan

Gugusan kepulauan di Sulawesi Utara merupakan bagian dari Sabuk Wallacea, sebagian pulau memiliki gunung berapi. Jarak antar pulau cukup jauh dan transportasi laut yang digunakan masih sebatas kapal motor berkapasitas kecil, kecuali untuk pulau Sangihe, Talaud, dan Siau. Akses untuk mendapatkan energi primer dari luar sangat dipengaruhi oleh kondisi cuaca terutama gelombang laut.

Di Kabupaten Kepulauan Talaud terdapat empat pulau terdepan dari wilayah NKRI, yakni pulau Miangas, Marore, Marampit dan pulau Karatung. Mengingat letaknya yang sangat strategis bagi NKRI, kecukupan dan keandalan pasokan listrik PLN yang ada sangat penting. Untuk itu, direncanakan akan ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD baru. Selain itu, di sistem-sistem kecil sudah terdapat PLTS dan sudah beroperasi di Pulau Miangas, Pulau Marore dan Pulau Marampit dengan total kapasitas 3 MWp.

C6.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 adalah seperti pada tabel C6.8.

Tabel C6.8 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	1.436	1.699	266	0	60	110	49
2016	1.590	1.870	294	100	320	175	148
2017	1.760	2.114	316	230	0	10	221
2018	1.948	2.349	345	81	140	18	204
2019	2.154	2.579	381	54	120	44	136
2020	2.382	2.832	422	62	30	237	172
2021	2.634	3.251	446	35	60	0	85
2022	2.913	3.559	495	100	60	370	236
2023	3.221	3.901	549	100	0	0	166
2024	3.562	4.282	605	180	60	56	222
Jumlah				942	850	1.020	1.639

LAMPIRAN C.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

C7.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Sulawesi Tengah secara umum terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV dan sistem kelistrikan 20 kV. Sistem interkoneksi 70 kV saat ini terdapat pada Sistem Palu yang menghubungkan pusat-pusat pembangkit di sistem Palu melalui dua gardu induk yaitu GI Talise dan GI Parigi. Sistem interkoneksi 70 kV Palu melayani Kota Palu sebagai ibukota Provinsi, Kabupaten Donggala, Kabupaten Sigi dan sebagian Kabupaten Parigi Moutong. Sedangkan sistem 150 kV dipasok dari PLTA Poso, melayani beban di kota Poso, Tentena, dan sebagian Kabupaten Parigi Moutong.

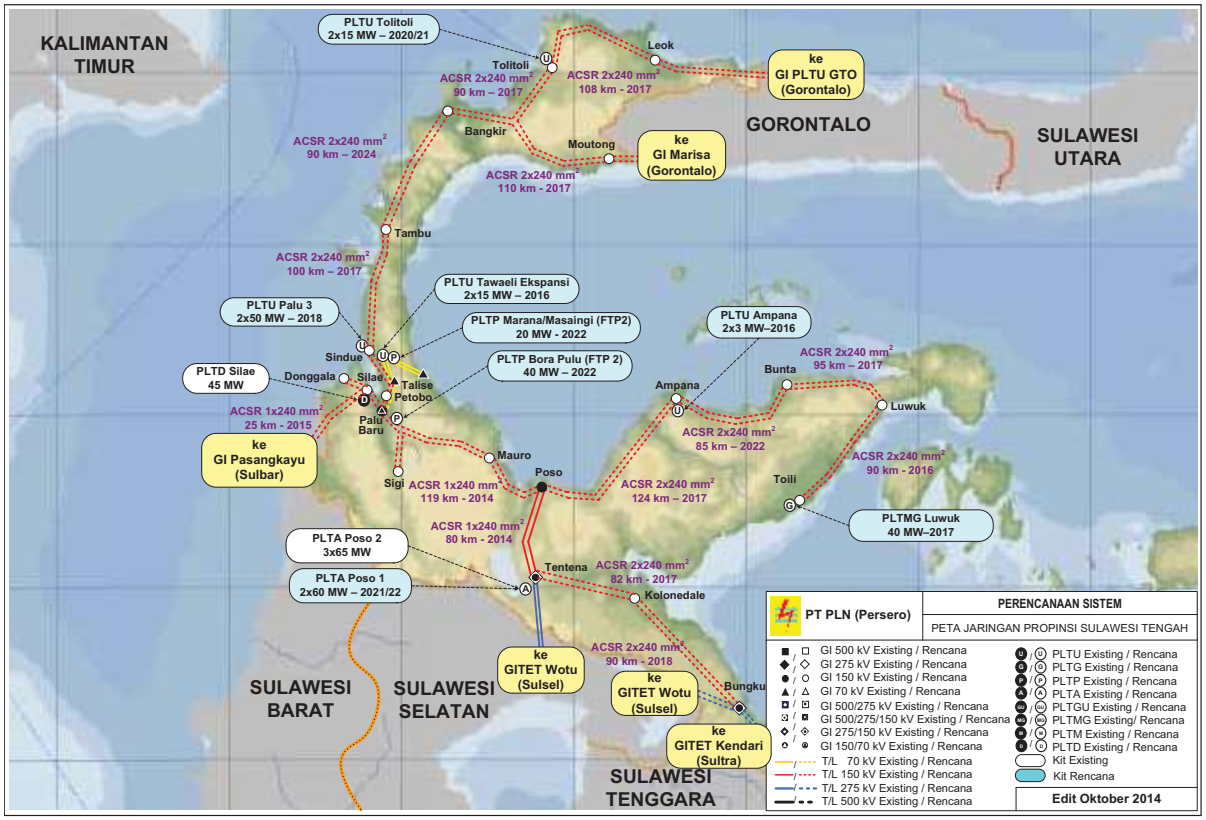
Untuk sistem kelistrikan yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi sistem sistem Kolonedale, sistem Bungku, sistem Luwuk-Toili, sistem Ampana-Bunta, sistem Tolitoli, sistem Moutong-Kotaraya, sistem Leok, sistem Bangkir, dan beberapa sistem *isolated* tersebar lainnya.

Sampai dengan Triwulan III tahun 2014, Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M dengan total kapasitas terpasang sebesar 314 MW dengan komposisi pembangkit masih didominasi oleh PLTD berbahan bakar HSD sebesar 224,1 MW atau 71% dari total kapasitas pembangkit diikuti oleh PLTA/M sebesar 63 MW atau 20% dari total kapasitas pembangkit dan PLTU sebesar 27 MW atau 9 % dari total kapasitas pembangkit. Belum maksimalnya evakuasi daya dari PLTA Poso ke sistem kelistrikan Sulawesi Tengah disebabkan oleh belum selesainya pembangunan jaringan transmisi 150 kV Poso-Palu. PLTA Poso saat ini praktis hanya memasok sistem Poso, sistem Tentena dan sebagian sistem Parigi melalui trafo 11/20 kV 12,5 MVA di PLTA Poso, GI Poso dan trafo mobile 150/20 kV 20 MVA di perbatasan Poso – Parigi.

Tabel C7.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah, sedangkan Gambar C7.1.adalah peta sistem kelistrikan eksisting Sulawesi Tengah dan rencana pengembangannya.

Tabel C7.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Sistem Interkoneksi 70 kV**						
	1.Sistem Palu-Parigi	PLTD	BBM	PLN/Sewa	100,2	72,0	85,7
		PLTU	Batubara	IPP	27,0	27,0	
1	**Sistem Interkoneksi 150 kV**						
	1. Sistem Poso-Tentena	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8,1	-	22,3
		PLTA/M	Air	Swasta	42,6	39,0	
2	**Sistem Grid 20 kV**						
	3.Luwuk-Toili	PLTD	BBM	PLN/Sewa	17,6	13,2	18,0
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	8,4	5,2	
	4.Ampana-Bunta	PLTD	BBM	PLN/Sewa	9,5	7,9	6,8
		PLTA/M	Air	PLN	3,3	3,2	
	5.Toli-toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	15,1	11,7	9,5
		PLTA/M	Air	PLN	1,6	1,5	
	6.Moutong - Kotaraya	PLTD	BBM	PLN/Sewa	10,9	6,7	6,4
		PLTA/M	Air	PLN	2,0	1,4	
	7.Kolonedale	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6,9	4,5	5,0
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	3,5	3,2	
	8.Bungku	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,5	5,1	3,0
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	2,0	2,0	
	9.Banggai	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,8	4,1	2,2
	10.Leok	PLTD	BBM	PLN/Sewa	10,8	6,6	4,8
	11.Bangkir	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,5	3,0	2,0
	12.*Isolated* tersebar Area Palu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,6	4,0	3,2
	13.*Isolated* tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	PLN/Sewa	17,2	12,3	7,8
	14.*Isolated* tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3,2	2,3	1,5
Total					**314,4**	**235,7**	**178,2**



Gambar C7.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Tengah

C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah

Dengan penerapan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) di kota Palu, maka ke depan perekonomian Sulawesi Tengah dipastikan akan meningkat. Hampir seluruh sektor ekonomi akan tumbuh ke arah yang positif. Agar KEK dapat berjalan baik, maka pasokan listrik perlu diperkuat guna mendukung program Pemerintah tersebut. Beberapa proyek komoditas KEK Palu diantaranya *smelter* nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik. Selain itu, di Kabupaten Morowali sedang dibangun kawasan industri Tsingshan untuk pengolahan hasil tambang mineral yaitu nikel dan kedepan akan dikembangkan industri turunannya antara lain *stainless steel*. Diperkirakan kedepan akan tumbuh beberapa kawasan industri lain di Provinsi Sulawesi Tengah.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional termasuk adanya kawasan industri, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015-2024 diberikan pada tabel C7.2.

Tabel C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	10,90	957	1.081	208	518.509
2016	11,44	1.050	1.229	218	533.401
2017	12,15	1.188	1.382	246	572.185
2018	12,51	1.345	1.613	268	612.940
2019	12,69	1.520	1.805	302	653.976
2020	12,33	1.711	2.016	340	696.067
2021	12,33	1.904	2.229	378	728.451
2022	12,33	2.104	2.454	416	754.118
2023	12,33	2.308	2.677	454	772.538
2024	12,33	2.526	2.918	494	787.202
Pertumbuhan (%)	12,13	11,4%	11,7%	10,1%	4,8%

C7.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Sulawesi Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat termasuk pola sebaran penduduknya sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Potensi energi primer yang tersedia di Sulawesi Tengah sangat besar dan berpeluang untuk dikembangkan terutama tenaga air dan gas alam. Sedangkan untuk panas bumi potensinya juga cukup besar namun statusnya masih spekulatif dan terduga dengan total sekitar 380 MWe. Potensi tenaga air yang besar adalah DAS Poso yang dapat dikembangkan menjadi PLTA skala besar hingga 575 MW. Selain itu juga terdapat potensi pengembangan PLTA di Kabupaten Morowali sebesar 160 MW dari DAS La'a. Sedangkan potensi PLTM tersedia dibeberapa lokasi tersebar di Kabupaten Banggai, Tojo Una-Una, Poso, Parigi Moutong dan Tolitoli.

Menurut *Indonesia Energy Outlook and Statistic 2006* yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, di Sulawesi Tengah juga terdapat potensi tenaga air skala kecil yang tersebar di Poso, Palu, Tentena, Taripa, Tomata, Moutong, Luwuk, Bunta, Tataba-Bulagi, dengan kapasitas total sekitar 64 MW. Namun demikian, terdapat tantangan dalam pengembangan PLTM karena jarak antara lokasi PLTM ke pusat beban cukup jauh. Masih menurut *Energy Outlook* tersebut, di Sulawesi Tengah juga terdapat potensi tenaga panas bumi yang cukup besar dan tersebar di

Donggala dan Poso hingga lebih dari 500 MWe, dengan *status resource* masih spekulatif serta *reserve possible*, sehingga masih memerlukan studi lebih lanjut.

Sedangkan potensi gas alam di Sulawesi Tengah cukup besar yaitu di Donggi dan Senoro di Kabupaten Banggai. Namun yang dialokasikan untuk pembangkit listrik sekitar 25 mmscfd yang berasal dari lapangan gas Matindok dan Cendanapura.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 457 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C7.3.

Tabel C7.3 Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Ampana	PLTU	PLN	2x3	2016
2	Buleleng	PLTM	PLN	1,2	2016
3	Palu 3	PLTU	PLN	2x50	2018
4	Tawaeli (Ekspansi)	PLTU	Swasta	2x15	2016
5	PLTM Tersebar Sulteng	PLTM	Swasta	9,6	2017
6	Luwuk	PLTMG	Swasta	40	2017
7	PLTM Tersebar Sulteng	PLTM	Swasta	15,1	2018
8	PLTM Tersebar Sulteng	PLTM	Swasta	10,8	2019
9	PLTM Tersebar Sulteng	PLTM	Swasta	14	2020
10	Marana (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2022
11	Bora Pulu (FTP 2)	PLTP	Swasta	40	2022
12	Tolitoli	PLTU	*Unallocated*	2x25	2020/21
13	Poso 1	PLTA	*Unallocated*	120	2021/22
	JUMLAH			457	

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, karena kedepan sistem Palu akan terinterkoneksi dengan Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat, maka untuk mengisi kekurangan kapasitas akan dibangun juga PLTU Batubara. Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini *hydro*, akan dikembangkan juga PLTMG dan PLTM untuk memenuhi kebutuhan beban setempat.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Di Sulteng akan dikembangkan dua sistem interkoneksi yaitu Sistem Palu-Parigi-Poso yang akan menyatu dengan sistem Sulselrabar dengan fokus pengembangan

pada sistem 150 kV, dan sistem Tolitoli yang akan menyatu dengan sistem Sulut-Gorontalo. Untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke sistem Palu-Parigi, sedang dibangun transmisi 150 kV. Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2015-2024 adalah 2.444 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 416 juta seperti ditampilkan dalam tabel C7.4.

Terkait dengan rencana evakuasi daya dari PLTU Palu 3 (2x50 MW) ke sistem Palu – Poso melalui GI 150 kV Talise serta rencana interkoneksi dengan sistem Sulawesi Bagian Utara, maka transmisi ruas Palu Baru – Talisa 70 kV kedepan akan dinaikkan tegangannya menjadi 150 kV dan merelokasi IBT 150/70 kV dari GI Palu Baru ke GI Talise.

Tabel C7.4 Pembangunan Transmisi di Sulawesi Tengah

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Palu Baru	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	50	2015
2	Palu Baru	Talise	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2015
3	PLTU Tawaeli Ekspansi	TIP 24 (Talise-Parigi)	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	14	2016
4	PLTU Palu 3	Talise Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2016
5	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017
6	Moutong	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	220	2017
7	Toli-toli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	216	2017
8	Toli-toli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017
9	Tambu	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2017
10	Poso	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	248	2017
11	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	190	2017
12	Kolonedale	Tentena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	130	2018
13	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018
14	Petobo/Talise Baru	*Incomer 1 phi* (Talise-Palu Baru)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2019
15	Donggala	Silae	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	36	2020
16	Sigi	*Incomer 1 phi* Palu Baru - Mauro	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	30	2020
17	Ampana	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	170	2022
18	PLTP Borapulu (FTP2)	*Incomer double phi* (Palu Baru-Poso)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	40	2022
19	Leok	Bolontio	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	220	2022
20	PLTU Palu 3	Tambu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2024
21	Sindue	Tambu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2024
					2444	

Pengembangan Gardu Induk

Penambahan dan perluasan gardu induk untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2015- 2024 adalah 17 gardu induk dengan kapasitas total 990 MVA meliputi GI 150 kV dan 70 kV. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 100 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana diperlihatkan pada tabel C7.5.

Tabel C7.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Silae	150/20 kV	*Extension*	60	2016
2	Palu Baru	150/20 kV	*Extension*	30	2016
3	Parigi	70/20 kV	*Extension*	30	2016
4	Moutong	150/20 kV	*New*	30	2016
5	Poso	150/20 kV	*Extension*	30	2016
6	Bangkir	150/20 kV	*New*	20	2016
7	Toli-Toli	150/20 kV	*New*	30	2017
8	Luwuk	150/20 kV	*New*	30	2017
9	Toili	150/20 kV	*New*	20	2017
10	Leok/Buol	150/20 kV	*New*	20	2017
11	Tambu	150/20 kV	*New*	20	2017
12	Talise (IBT)	150/70 kV	Relokasi	30	2017
13	Ampana	150/20 kV	*New*	20	2017
14	Talise	150/20 kV	*Extension*	60	2017
15	Tentena	150/20 kV	*Extension*	30	2017
16	Kolonedale	150/20 kV	*New*	30	2018
17	Silae	150/20 kV	*Extension*	60	2018
18	Luwuk	150/20 kV	*Extension*	30	2018
19	Bunta	150/20 kV	*New*	20	2018
20	Bungku	150/20 kV	*New*	30	2018
21	Petobo	150/20 kV	*New*	60	2019
22	Donggala	150/20 kV	*New*	60	2020
23	Sindue	150/20 kV	*New*	60	2020
24	Sigi	150/20 kV	*New*	30	2020
25	Mauro	150/20 kV	*New*	30	2020
26	Palu Baru	150/20 kV	*Extension*	30	2021
27	GITET Bungku	275/150 kV	*New*	90	2024
				990	

Pengembangan Distribusi

Seiring dengan rencana pengembangan sistem transmisi dan gardu induk di atas, juga akan dibangun jaringan distribusi termasuk untuk melayani listrik pedesaan. Sampai dengan tahun 2024, jaringan distribusi yang akan dibangun sekitar 2.699 kms JTM, 1.453 kms JTR dan 808 MVA trafo distribusi, sebagaimana ditunjukkan dalam tabel C7.6. Pengembangan sistem distribusi tersebut untuk melayani tambahan pelanggan baru sekitar 282 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2024 atau rata-rata 28.288 pelanggan per tahun.

Tabel C7.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	262	126	46	14.184
2016	265	126	56	14.892
2017	326	190	69	38.785
2018	341	196	77	40.755
2019	344	198	87	41.035
2020	335	195	92	42.091
2021	289	141	92	32.384
2022	217	111	94	25.667
2023	177	89	92	18.420
2024	143	80	101	14.664
2015-2024	2.699	1.453	808	282.877

C7.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2024 diperlihatkan pada tabel C7.7.

Tabel C7.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	957	1.081	208	0	0	90	38
2016	1.050	1.229	218	37	200	104	125
2017	1.188	1.382	246	50	260	1.324	331
2018	1.345	1.613	268	115	170	310	281
2019	1.520	1.805	302	11	60	10	62
2020	1.711	2.016	340	39	180	66	133
2021	1.904	2.229	378	85	30	0	165
2022	2.104	2.454	416	120	0	430	341
2023	2.308	2.677	454	0	0	0	23
2024	2.526	2.918	494	0	90	110	52
Jumlah				457	990	2.444	1.550

LAMPIRAN C.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI GORONTALO

C8.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Gorontalo saat ini sebagian besar merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV dan 70 kV Minahasa – Gorontalo. Kedepan, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Utara atau disebut Sulbagut.

Sub-sistem interkoneksi 150 kV Gorontalo melayani beberapa kota dan kabupaten di Provinsi Gorontalo yaitu Kota Gorontalo, Kabupaten Gorontalo, Kabupaten Bone Bolango, Kabupaten Gorontalo Utara, Kabupaten Pohuwatu, dan Kabupaten Boalemo melalui empat gardu induk yaitu GI Botupingge, GI Isimu, GI Marisa dan GI Buroko.

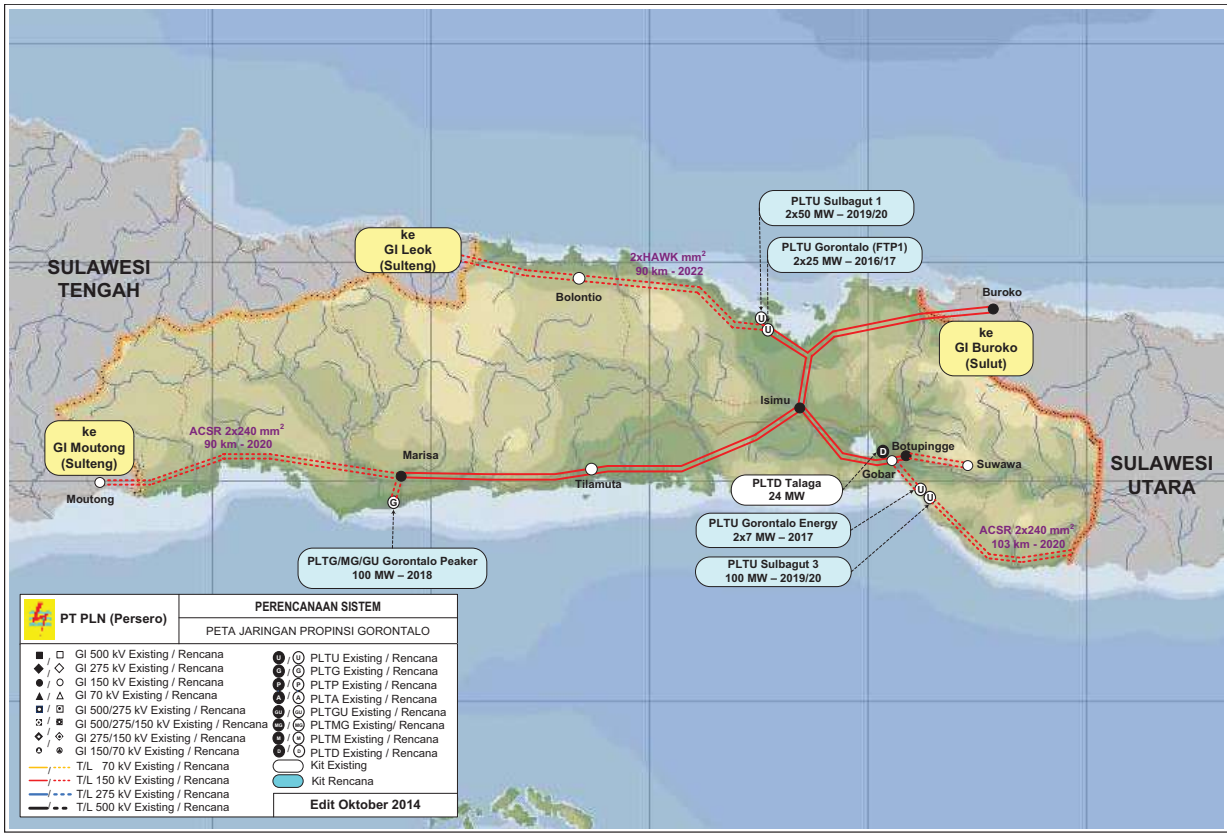
Sistem kelistrikan tersebut dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut meliputi PLTD, PLTM dan PLTU dengan total kapasitas terpasang sebesar 77 MW, terdiri dari PLTD HSD 53 MW, diikuti PLTU 21 MW dan PLTM 4 MW. Daya mampu pembangkit di Gorontalo saat ini sebesar 49 MW sedangkan beban puncak tertinggi Gorontalo yang pernah dicapai sampai dengan Triwulan III tahun 2014 sebesar 80 MW, kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo.

Adanya tambahan PLTU IPP Molotabu unit 2 sebesar 10 MW pada awal tahun 2014 akan menambah daya mampu sistem pembangkitan di Gorontalo dan mengurangi konsumsi BBM dari pembangkit PLTD.

Tabel C8.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo, sedangkan gambar C8.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.

Tabel C8.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Gorontalo

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Sistem Interkoneksi 150/70 kV**						
	1. Gorontalo	PLTD	BBM	PLN/Sewa	53	36	80
		PLTM	Air	PLN/IPP	4	2	
		PLTU	Batubara	IPP	21	11	
	Total				**77**	**49**	**80**



Gambar C8.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo

Pembangunan proyek infrastruktur termasuk fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dipacu untuk dapat mengejar ketertinggalan dari provinsi lain. Pemerintah daerah juga meluncurkan berbagai program unggulan berbasis potensi daerah setempat agar ekonomi dapat tumbuh lebih cepat. Pada beberapa tahun terakhir ekonomi Gorontalo berhasil tumbuh signifikan mencapai rata-rata diatas 7,62% per tahun, dan hal ini mendorong kebutuhan pasokan listrik meningkat signifikan.

Memperhatikan perkembangan penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan jumlah penduduk serta target peningkatan rasio elektrifikasi, kebutuhan listrik 2015-2024 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada tabel C8.2.

Tabel C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	8,19	419	506	84	221.593
2016	8,59	476	569	95	234.140
2017	9,13	545	645	107	246.867
2018	9,40	623	728	122	259.942
2019	9,53	710	823	138	273.924
2020	9,26	808	930	156	290.059
2021	9,26	908	1.040	174	295.186
2022	9,26	1.020	1.162	193	300.272
2023	9,26	1.149	1.303	215	304.735
2024	9,26	1.292	1.459	239	309.565
Pertumbuhan (%)	9,11	13,3%	12,5%	12,4%	3,8%

C8.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik di Gorontalo dalam jumlah yang cukup dan andal, direncanakan akan dibangun beberapa proyek pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memperhatikan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Di Gorontalo terdapat potensi tenaga air dan panas bumi, walaupun tidak terlalu besar namun mempunyai peluang untuk dikembangkan. Menurut *Energy Outlook and Statistic* 2006 yang dibuat oleh Pengkajian Energi Universitas Indonesia, potensi tenaga air skala kecil terdapat di Sumalata dengan potensi total sekitar 8 MW. Sedangkan potensi panas bumi terdapat di Suwawa dengan cadangan terduga sebesar 40 MWe.

Pengembangan Pembangkit

Posisi Gorontalo relatif dekat dengan pulau Kalimantan yang merupakan sumber utama batubara sehingga di Gorontalo direncanakan akan dibangun beberapa PLTU batubara, baik oleh PLN maupun oleh swasta. Selain itu juga direncanakan akan dibangun PLTG/MG *peaker*[2] untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2024, tambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun sekitar 369 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C8.3.

Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam tabel C8.3, tetap dimungkinkan

[2] Berbahan bakar gas LNG

untuk dikembangkan PLTM lain selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem kelistrikan.

Tabel C8.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Gorontalo (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2016/17
2	Gorontalo *Peaker*	PLTG/MG	PLN	100	2018
3	Gorontalo *Energy*	PLTU	Swasta	2x7	2017
4	Taludaa	PLTM	Swasta	3	2017
5	Iya	PLTM	Swasta	2	2017
6	Sulbagut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20
7	Sulbagut 1	PLTU	Swasta	2x50	2019/20
	JUMLAH			369	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Seiring dengan rencana pembangunan PLTU dan rencana interkoneksi dengan sistem Tolitoli dan sekitarnya serta untuk menyalurkan daya dari pusat pembangkit ke pusat beban, direncanakan pengembangan saluran transmisi 150 kV sepanjang 300 kms dengan biaya investasi sekitar US$ 51 juta sebagaimana ditampilkan pada tabel C8.4.

Peta rencana pengembangan transmisi 150 kV sistem Gorontalo sebagaimana ditunjukkan pada gambar C8.1.

Tabel B.8-4. Pengembangan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU TLG (Molotabu) (IPP)	*Incomer 1 phi* (Botupingge-Isimu)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2015
2	PLTG Gorontalo *Peaker*	Marisa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	20	2016
3	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017
4	Bolontio	PLTU Anggrek	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	70	2022
					300	

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan tahun 2024 akan dibangun 4 gardu induk (GI) 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di beberapa lokasi dengan kapasitas keseluruhan 340 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 22 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti pada tabel C8.5.

Tabel C8.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	PLTU Gorontalo/Anggrek	150/20 kV	*New*	10	2015
2	Botupingge	150/20 kV	*Extension*	60	2015
3	Isimu	150/20 kV	*Extension*	30	2016
4	Botupingge	150/20 kV	*Extension*	60	2017
5	GI Gorontalo Baru	150/20 kV	*New*	60	2018
6	Tilamuta	150/20 kV	*New*	30	2019
7	Isimu	150/20 kV	*Extension*	30	2020
8	Marisa	150/20 kV	*Extension*	30	2022
9	Bolontio	150/20 kV	*New*	30	2024
				340	

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2024 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 100 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan yaitu JTM sepanjang 1.265 kms, JTR sekitar 681 kms dan tambahan trafo distribusi sekitar 332 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C8.6.

Tabel C8.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	115	55	20	12.636
2016	120	57	24	12.546
2017	149	87	29	12.728
2018	158	91	32	13.075
2019	161	92	37	13.982
2020	158	92	38	16.135
2021	138	67	38	5.127
2022	105	54	38	5.086
2023	88	44	36	4.463
2024	73	41	39	4.830
2015-2024	1.265	681	332	100.608

C8.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 adalah seperti tersebut dalam tabel C8.7.

Tabel C8.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	419	506	84	0	70	30	17
2016	476	569	95	25	30	20	59
2017	545	645	107	44	60	180	130
2018	623	728	122	100	60	0	86
2019	710	823	138	100	30	0	166
2020	808	930	156	100	30	0	165
2021	908	1.040	174	0	0	0	12
2022	1.020	1.162	193	0	30	70	24
2023	1.149	1.303	215	0	0	0	9
2024	1.292	1.459	239	0	30	0	12
Jumlah				369	340	300	682

LAMPIRAN C.9

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

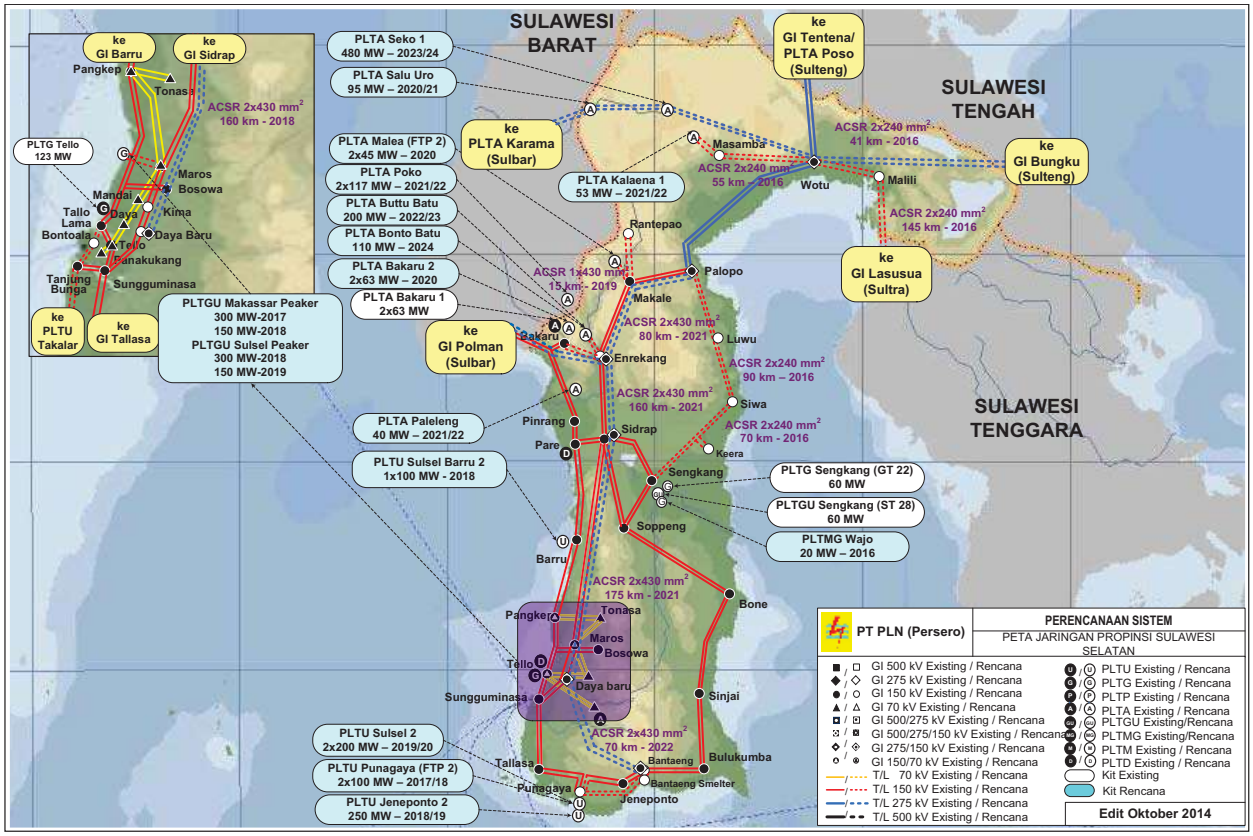
C9.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan saat ini terdiri dari sistem interkoneksi 70 kV, 150 kV, 275 kV dan sistem *isolated* 20 kV serta sistem tegangan rendah 220 Volt di pulau-pulau terpencil. Sistem interkoneksi tersebut merupakan bagian dari sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Selatan (Sulbagsel), dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk transfer energi dari PLTA Poso ke Sistem Sulselbar melalui GI Palopo. Sedangkan sistem kecil *isolated* 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Kapasitas terpasang pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 1.437 MW. Daya mampu pembangkit yang ada sekitar 1.238 MW, sedangkan beban puncak sampai triwulan III tahun 2014 adalah sebesar 1.186 MW. Jumlah gardu induk eksisting di Sulsel adalah 33 buah dengan kapasitas total 1.583 MVA. Mengenai sistem kelistrikan di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, sepenuhnya dilayani PLTD BBM dengan daya mampu pembangkit sekitar 5,1 MW dan beban puncak hanya 4,2 MW. Rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Selatan sampai dengan bulan September 2014 sebesar 82,33%.

Tabel C9.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Selatan, sedangkan gambar C9.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Provinsi Sulawesi Selatan dan rencana pengembangannya.

Tabel C9.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

No	Sistem/Pembangkit		Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Sulsel**	Bakaru 1	PLTA	Air	PLN	63,0	63,0	
		Bakaru 2	PLTA	Air	PLN	63,0	63,0	
		Bili Bili	PLTA	Air	PLN	20,0	20,0	
		Sawitto	PLTM	Air	PLN	1,6	1,0	
		Balla	PLTM	Air	PLN	0,0	0,7	
		Kalukku	PLTM	Air	PLN	0,0	1,3	
		Barru #1	PLTU	Batubara	PLN	50,0	-	
		Barru #2	PLTU	Batubara	PLN	50,0	45,0	
		Westcan	PLTG	BBM	PLN	14,4	8,0	-
		Alsthom 1	PLTG	BBM	PLN	21,3	8,0	-
		Alsthom 2	PLTG	BBM	PLN	20,1	-	-
		GE 1	PLTG	BBM	PLN	33,4	-	-
		GE 2	PLTG	BBM	PLN	33,4	20,0	-
		Mitsubishi 1	PLTD	BBM	PLN	12,6	8,0	-
		Mitsubishi 2	PLTD	BBM	PLN	12,6	8,0	-
		SWD 1	PLTD	BBM	PLN	12,4	-	-
		SWD 2	PLTD	BBM	PLN	12,4	-	-
		GT 11	PLTG	Gas	IPP	42,5	42,5	
		GT 12	PLTG	Gas	IPP	42,5	42,5	
		ST 18	PLTGU		IPP	50,0	50,0	
		GT 21	PLTG	Gas	IPP	60,0	60,0	
		GT 22	PLTG	Gas	IPP	60,0	60,0	
		ST 28	PLTGU		IPP	60,0	60,0	
		Suppa	PLTD	BBM	IPP	62,2	62,2	
		Jeneponto#1	PLTU	Batubara	IPP	100,0	100,0	
		Jeneponto#2	PLTU	Batubara	IPP	100,0	100,0	
		Tangka Manipi	PLTA	Air	IPP	10,0	10,0	
		Malea	PLTA	Air	IPP	7,0	7,2	
		Poso 1	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0	
		Poso 2	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0	
		Poso 3	PLTA	Air	IPP	65,0	60,0	
		Sungguminasa	PLTD	BBM	PLN	20,0	20,0	
		Cogindo	PLTD	BBM	Swasta	50,0	50,0	
		Tallasa	PLTD	BBM	Swasta	110,0	105,0	
		Tallo Lama	PLTD	BBM	Swasta	20,0	20,0	
		Sewatama Masamba	PLTD	BBM	Swasta	5,0	5,0	
		Makale	PLTD	BBM	Swasta		-	-
		Palopo	PLTD	BBM	Swasta		-	-
		Masamba	PLTD	BBM	Swasta	6,5	6,3	
		Mamuju	PLTD	BBM	PLN		-	-
		Total Sistem Sulsel				**1.421**	**1.227**	**1.177**
2	***Isolated***	Selayar	PLTD	BBM	PLN	7,2	5,1	4,7
		Malili	PLTD/PLTA	BBM/Air	PLN/Swasta	9,2	6,5	5,0
		Total Sistem Sulsel				**16,4**	**11,6**	**9,7**
Total						**1.437**	**1.238**	**1.186**



Gambar C9.1 Peta Sistem Kelistrikan Sulsel

C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulsel

Makassar sebagai ibukota Provinsi Sulawesi Selatan telah tumbuh menjadi daerah industri dan sekaligus sebagai pusat perdagangan untuk kawasan timur Indonesia (KTI). Perkembangan ekonomi kota Makassar dan sekitarnya memberikan kontribusi paling besar terhadap pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan. Dalam lima tahun terakhir, ekonomi Provinsi Sulawesi Selatan mengalami pertumbuhan yang menggembirakan yaitu mencapai rata-rata 8% pertahun, lebih tinggi daripada pertumbuhan ekonomi nasional.

Pertumbuhan ekonomi yang tinggi tersebut telah mendorong peningkatan kebutuhan listrik yang juga tumbuh signifikan. Seiring akan berlakunya Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009, sudah ada beberapa investor yang mengajukan permohonan sambungan listrik ke PLN untuk keperluan industri pengolahan bahan tambang (*smelter*) di beberapa daerah seperti di Kabupaten Bantaeng dan Kabupaten Luwu. Rencana kebutuhan daya dari industri ini bisa mencapai 600 MW. Oleh karena itu perlu diimbangi dengan penyediaan kapasitas listrik yang memadai dan andal agar momentum pertumbuhan ekonomi dapat tetap terjaga dengan baik.

Penjualan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan dalam beberapa tahun terakhir tumbuh cukup tinggi, mencapai diatas 10% per tahun. Berdasarkan kondisi tersebut diatas

dan adanya calon pelanggan besar *smelter*, memperhatikan pertumbuhan ekonomi regional serta target pencapaian rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Selatan 2015 – 2024 diberikan pada tabel C9.2.

Tabel C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	8,44	5.351	6.066	1.038	1.585.608
2016	8,86	6.737	7.569	1.244	1.681.544
2017	9,41	7.794	8.812	1.427	1.769.608
2018	9,69	9.585	10.917	1.737	1.799.235
2019	9,83	10.395	11.918	1.882	1.952.315
2020	9,55	11.283	13.030	2.042	2.046.905
2021	9,55	12.221	14.071	2.211	2.129.839
2022	9,55	13.176	15.124	2.383	2.161.668
2023	9,55	14.229	16.284	2.573	2.194.532
2024	9,55	15.391	17.703	2.782	2.228.636
Pertumbuhan (%)	9,40	12,6%	12,8%	11,7%	3,9%

C9.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Sulawesi Selatan dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sulawesi Selatan mempunyai banyak sumber energi primer terutama berupa tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA. Potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA sekitar 1.836 MW dan yang dapat kembangkan menjadi PLTM sekitar 160 MW. Selain itu, juga terdapat potensi gas alam di Kabupaten Wajo dengan cadangan terukur sebesar 470 BSCF. Di beberapa kabupaten di Sulawesi Selatan terdapat potensi batubara, namun jumlah cadangan terukur hanya 37,3 juta ton [3].

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan sebagian besar berada di area bagian selatan yaitu di Kota Makassar dan sekitarnya. Sedangkan potensi energi primer (air dan gas) berada di bagian utara dan tengah Provinsi ini. Kondisi ini menjadi persoalan tersendiri terkait dengan kestabilan sistem karena transmisi yang menghubungkan pusat pembangkit ke pusat beban sangat panjang. PLTA baru

[3] Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Malea dan PLTA Bonto Batu.

Selain itu, untuk memenuhi kebutuhan listrik yang tumbuh cepat, direncanakan akan dibangun pembangkit non BBM dengan lokasi mendekati pusat beban yaitu PLTU batubara di Jeneponto, dan PLTG/GU/MG Makassar *Peaker* di Maros. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari pembangkit yang berada di luar Provinsi Sulsel yaitu PLTA Poso, PLTA Poko, PLTA Seko, dan beberapa PLTA lainnya.

Untuk sistem kelistrikan *isolated* di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit *dual fuel engine* (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang.

Pada tahun 2013, pembangkit baru yang beroperasi di Provinsi Sulawesi Selatan adalah PLTG/U Sengkang (IPP) 2 x 60 MM. Tambahan pembangkit baru di Provinsi Sulsel hinga tahun 2024 mencapai sekitar 3.564 MW, dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C9.3 berikut:

Tabel C9.3 Pengembangan Pembangkit di Provinsi Sulsel

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	*Mobile PP* Sulsel (Tallo Lama)	PLTG/MG	PLN	100	2016
2	*Mobile PP* Sulsel (Tello)	PLTG/MG	PLN	50	2016
3	Selayar	PLTMG	PLN	10	2017
4	Sulsel Barru - 2	PLTU	PLN	1x100	2018
5	Bakaru 2	PLTA	PLN	2x63	2020
6	Makassar *Peaker*	PLTGU	PLN	450	2017/18
7	Punagaya (FTP2)	PLTU	PLN	2x100	2017/18
8	Sulsel *Peaker*	PLTGU	PLN	450	2018/19
9	Sulsel 2	PLTU	PLN	2x200	2019/20
10	Poko	PLTA	PLN	2x117	2021
11	PLTM Tersebar Sulsel	PLTM	Swasta	10,5	2015
12	Wajo	PLTMG	Swasta	20	2016
13	PLTM Tersebar Sulsel	PLTM	Swasta	26,5	2017
14	PLTM Tersebar Sulsel	PLTM	Swasta	23	2018
15	PLTM Tersebar Sulsel	PLTM	Swasta	10	2019
16	PLTM Tersebar Sulsel	PLTM	Swasta	25	2020
17	Malea (FTP 2)	PLTA	Swasta	2x45	2020
18	Bonto Batu (FTP 2)	PLTA	Swasta	1x110	2024
19	Jeneponto 2	PLTU	Swasta	2x125	2018/19
20	Salu Uro	PLTA	Swasta	2x47,5	2020/21
21	Kalaena 1	PLTA	Swasta	2x26,5	2021/22
22	Paleleng	PLTA	Swasta	2x20	2021/22
23	Buttu Batu	PLTA	Swasta	200	2022/23
24	Seko 1	PLTA	Swasta	480	2023/24
25	Selayar	PLTMG	*Unallocated*	10	2024
	JUMLAH			3.564	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangkit tenaga air di Sulsel berkapasitas cukup besar dan berlokasi jauh dari pusat beban sehingga untuk menyalurkan dayanya termasuk untuk melayani beban *smelter* di Kabupaten Bantaeng, direncanakan pembangunan transmisi *ekstra high voltage* (EHV) 275 kV. Pemilihan tegangan EHV akan disesuaikan dengan hasil kajian master plan perencanaan transmisi Sulawesi. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV diarahkan untuk evakuasi daya dari pembangkit lainnya dan untuk mengatasi *bottleneck*. Secara keseluruhan transmisi yang akan dibangun hingga tahun 2024 sekitar 2.119 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 538 juta. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada tabel C9.4.

Tabel C9.4 Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Sengkang	Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	133	2016
2	Keera	*Incomer 1 phi* Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	13	2016
3	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	180	2016
4	Daya Baru	*Incomer 2 phi* (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	16	2016
5	Panakukang baru/Bolangi *(New)*	*Incomer 1 phi* (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	2	2016
6	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	12	2016
7	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	20	2016
8	Wotu	Malili *(New)*	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	82	2016
9	Wotu	GI Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2016
10	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	28	2016
11	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	290	2016
12	PLTGU Makassar Peaker	Maros	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	10	2017
13	Tanjung Bunga	Bontoala	150 kV	1 cct, Zebra, 430 mm	12	2017
14	Maros	Tallo Lama	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	20	2018
15	Punagaya	Bantaeng *(Smelter)*	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	60	2018
16	PLTU Barru 2	*Incomer 2 phi* (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	5	2018
17	Makale	Rantepao	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2018
18	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2020
19	PLTA Bakaru II	Enrekang	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2020
20	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	80	2021
21	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2021
22	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	350	2021
23	PLTA Buttu Batu	Enrekang	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	30	2021
24	Daya Baru	Bantaeng	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	140	2022
25	PLTA Bonto Batu	*Incomer 2 phi* (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	2024
26	GITET Wotu	GITET Bungku	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024
					2.119	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV juga akan dibangun gardu induk baru 275/150 kV di empat lokasi dan juga akan dibangun GI baru 150 kV serta penambahan kapasitas trafo pada GI eksisting. Untuk GI 70 kV kedepan sudah tidak dikembangkan lagi kecuali pada lokasi-lokasi dimana sistem 150 kV belum dapat menggantikan peran GI 70 kV sehingga untuk sementara akan dipertahankan. Selama kurun waktu 2015 – 2024 akan dibangun GI dan GITET baru. Penambahan gardu induk baru dan kapasitas trafo GI ini akan dapat menampung penambahan pelanggan baru serta meningkatkan keandalan penyaluran.

Penambahan kapasitas trafo GI hingga tahun 2024 adalah 3.480 MVA dengan biaya investasi sekitar US$ 273 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana terdapat pada tabel C9.5.

Tabel C9.5 Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Sengkang, Ext LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
2	Palopo	150/20 kV	*Extension*	30	2015
3	Siwa, Ext 4 LB	150 kV	*Ext LB*	4 LB	2015
4	Malili + 4 LB	150/20 kV	*New*	30	2015
5	Sungguminasa	150/20 kV	*Extension*	60	2015
6	Siwa	150/20 kV	*New*	30	2015
7	Bantaeng	150/20 kV	*New*	30	2015
8	Pinrang	150/20 kV	*Extension*	30	2016
9	Panakkukang	150/20 kV	*Extension*	60	2016
10	Keera	150/20 kV	*New*	30	2016
11	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	*New*	60	2016
12	Enrekang	150/20 kV	*New*	30	2016
13	Maros	150/20 kV	*Extension*	30	2016
14	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	*New*	30	2016
15	KIMA Maros	150/20 kV	*New*	60	2016
16	Lanna	150/20 kV	*New*	30	2016
17	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	*New*	60	2016
18	KIMA Makassar	150/20 kV	*Extension*	60	2016
19	Soppeng	150/20 kV	*Extension*	60	2016
20	Sidrap	150/20 kV	*Extension*	30	2016
21	Bontoala (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2016
22	Punagaya	150/20 kV	*New*	30	2016
23	Panakkukang	150/20 kV	*Extension*	60	2016
24	Tanjung Bunga	150/20 kV	*Extension*	60	2016
25	Palopo	150/20 kV	*Extension*	60	2016
26	Masamba	150/20 kV	*New*	30	2016
27	Bantaeng (Smelter)	150/20 kV	*New*	8 LB	2016
28	Sungguminasa	150/20 kV	*Extension*	60	2016
29	Wotu (IBT)	275/150 kV	*New*	90	2017
30	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2017
31	Bontoala (GIS)	150/20 kV	*Extension*	60	2017
32	Siwa	150/20 kV	*Extension*	60	2017
33	Pinrang	150/20 kV	*Extension*	60	2018
34	Bone	150/20 kV	*Extension*	30	2018
35	Tallo Lama	150/20 kV	*Extension*	60	2018
36	Bakaru, Ext 4 LB	150 kV	*Ext LB*	4 LB	2018
37	Pare-Pare	150/20 kV	*Extension*	30	2018
38	Rantepao	150/20 kV	*new*	30	2018
39	Makale, Ext 2 LB (arah PLTA)	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2019
40	Kajuara	150/20 kV	*New*	60	2019
41	Malili	150/20 kV	*Extension*	20	2019
42	Tello	150/20 kV	*Extension*	60	2019
43	Wotu	150/20 kV	*Extension*	30	2019
44	Bulukumba	150/20 kV	*Extension*	60	2019
45	Sengkang	150/20 kV	*Extension*	60	2019
46	Luwu	150/20 kV	*New*	60	2019
47	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	*Extension*	60	2020
48	Pangkep	150/20 kV	*Extension*	60	2020
49	Enrekang - IBT	275/150 kV	*New*	300	2020
50	Sidrap - IBT	275/150 kV	*New*	200	2020
51	Maros - IBT	275/150 kV	*New*	300	2020
52	Bantaeng - IBT	275/150 kV	*New*	200	2020
53	Makale	150/20 kV	*Extension*	60	2020
54	Bantaeng	150/20 kV	*Extension*	60	2020
55	Sidrap	150/20 kV	*Extension*	60	2021
56	Palopo	150/20 kV	*Extension*	60	2021
57	Sinjai	150/20 kV	*Extension*	30	2022
58	Pare-Pare	150/20 kV	*Extension*	30	2022
59	Tallasa	150/20 kV	*Extension*	60	2022
60	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	*Extension*	60	2022
61	Pinrang	150/20 kV	*Extension*	60	2022
62	Sidrap, Ext 2 LB	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2023
				3.480	

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2024 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru sebanyak 764 ribu pelanggan. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah sepanjang 9.952 kms, jaringan tegangan rendah 7.433 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 3.250 MVA, seperti dalam tabel C9.6.

Tabel C9.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	1.109	744	242	121.138
2016	1.062	706	267	95.936
2017	1.171	749	314	88.065
2018	1.145	742	341	29.627
2019	1.113	766	322	153.081
2020	1.098	792	355	94.590
2021	829	728	363	82.933
2022	782	723	359	31.830
2023	799	731	349	32.864
2024	844	752	338	34.103
2015-2024	9.952	7.433	3.250	764.166

C9.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 adalah sebagaimana terdapat dalam tabel C9.7.

Tabel C9.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	5.351	6.066	1.038	11	180	0	116
2016	6.737	7.569	1.244	170	930	886	422
2017	7.794	8.812	1.427	437	210	22	615
2018	9.585	10.917	1.737	798	210	115	1.087
2019	10.395	11.918	1.882	485	350	0	713
2020	11.283	13.030	2.042	489	1.240	70	941
2021	12.221	14.071	2.211	212	120	620	386
2022	13.176	15.124	2.383	264	240	140	339
2023	14.229	16.284	2.573	260	0	0	462
2024	15.391	17.703	2.782	440	0	266	857
Jumlah				3.564	3.480	2.119	5.937

LAMPIRAN C.10

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

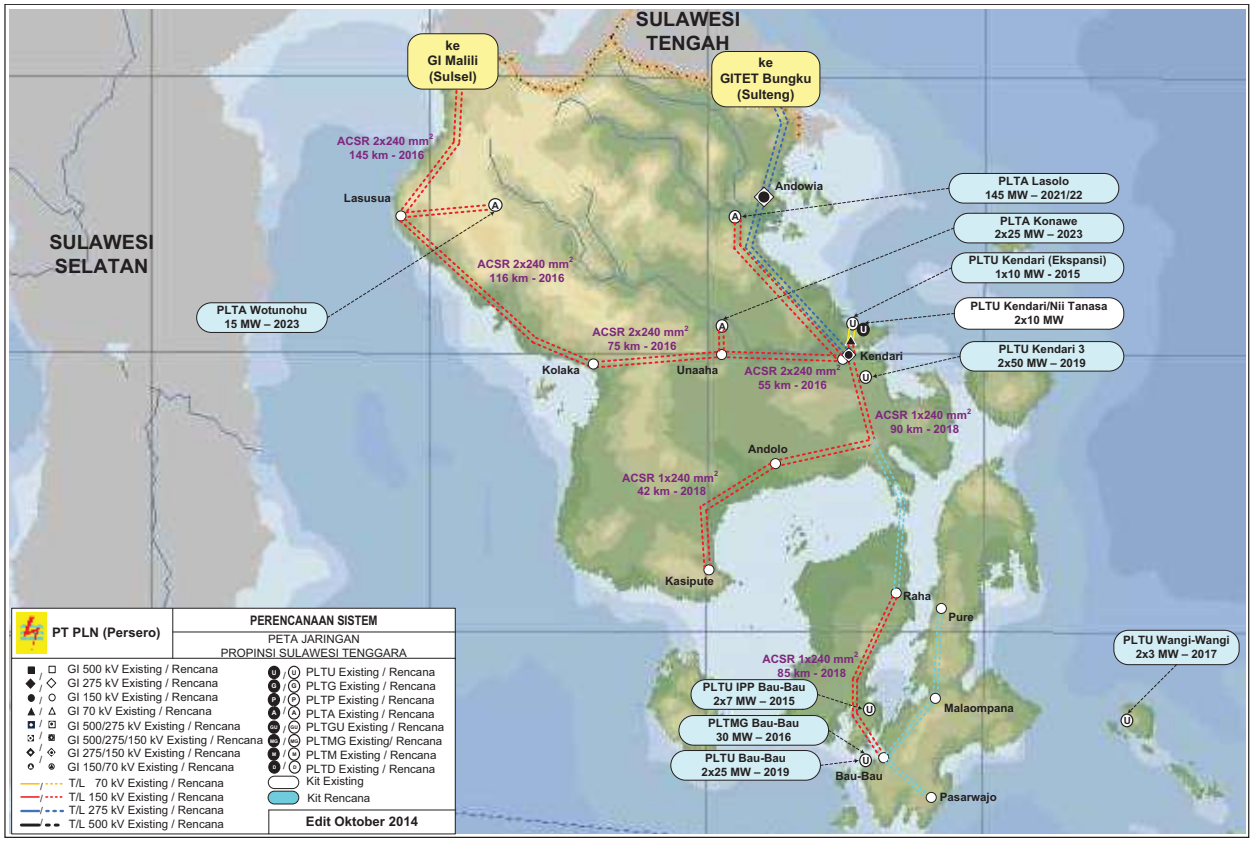
C10.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara terbesar berada di Kendari dan sejak akhir tahun 2011 PLTU Nii Tanasa 2x10 MW Kendari sudah dapat memasok sekitar 20% dari kebutuhan sistem. Daya dari PLTU batubara tersebut disalurkan melalui transmisi 70 kV ke GI Kendari. Dengan demikian sistem Kendari mendapatkan pasokan daya dari PLTU dan PLTD. Selain itu terdapat beberapa sistem kelistrikan yang beroperasi secara *isolated* untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD, namun ada juga yang mendapatkan pasokan dari PLTD dan PLTM. Sistem *isolated* tersebut banyak terdapat di pulau-pulau yang tersebar di kabupaten Wakatobi, Bombana dan Buton Utara. Untuk pasokan listrik di pulau kecil, disalurkan ke pelanggan langsung melalui jaringan tegangan rendah 220 Volt karena bebannya masih sangat rendah.

Kapasitas terpasang pembangkit berbeban diatas 1 MW yang masuk ke sistem 20 kV adalah 215 MW dengan daya mampu sekitar 153 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan triwulan III 2014 adalah sebesar 140 MW.

Sebagai upaya memperbaiki bauran energi di Provinsi Sulawesi Tenggara, pada tahun 2012 juga telah beroperasi pembangkit dengan energi terbarukan yaitu PLTS Kapota 200 kWp dan PLTS Kabaena 400 kWp. Sedang pada tahun 2013, telah beroperasi PLTM Mikuasi.

Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangan sistem kelistrikan Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Gambar C10.1.



Gambar C10.1 Peta sistem kelistrikan Prov Sulawesi Tenggara

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada tabel C10.1.

Tabel C10.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Kendari	PLTU/PLTD	Batubara/BBM	PLN	109,2	74,9	73,0
2	Lambuya	PLTD	BBM	PLN	20,6	13,6	9,8
3	Kolaka	PLTD	BBM	PLN	24,1	17,7	15,6
4	Raha	PLTD	BBM	PLN	13,5	11,5	9,5
5	Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	24,4	17,5	18,0
6	Wangi-Wangi	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	4,6	3,6	2,7
7	Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	8,7	7,8	5,8
8	Bombana	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	7,2	5,4	4,7
9	Ereke	PLTD	BBM	PLN	2,3	1,4	1,2
	Total				**215**	**153**	**140**

C10.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tenggara

Kendari, Kolaka, Bau-Bau, Raha dan Wangi-Wangi adalah kota-kota utama di Sulawesi Tenggara yang berkembang cukup pesat. Potensi alam yang kaya akan cadangan nikel mendorong pertumbuhan ekonomi setempat, selain potensi perikanan yang juga terus meningkat secara signifikan dalam pemenuhan

kebutuhan ekspor. Kota Wangi-wangi merupakan pintu masuk ke kepulauan Wakatobi, dimana terdapat obyek wisata Taman Nasional Laut Wakatobi yang sangat terkenal dan telah berkembang cukup pesat. Kebutuhan listriknya terus meningkat seiring dengan perkembangan kota-kota tersebut.

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Tenggara selama tahun 2009–2013 cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 8,85% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 14,9 % per tahun. Rasio elektrifikasi di Provinsi Sulawesi Tenggara saat ini masih sekitar 74,53%, sehingga potensi pelanggan baru masih banyak.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi yang tinggi dan penambahan jumlah penduduk, maka kebutuhan listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara akan tumbuh seperti pada tabel C10.2.

Tabel C10.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	9,90	773	910	160	412.487
2016	10,39	934	1.081	195	453.841
2017	11,04	1.127	1.295	246	496.725
2018	11,36	1.329	1.540	284	541.126
2019	11,52	1.451	1.745	294	587.007
2020	11,20	1.580	1.886	318	612.074
2021	11,20	1.680	2.000	334	634.124
2022	11,20	1.797	2.132	354	652.797
2023	11,20	1.920	2.267	375	667.919
2024	11,20	2.051	2.410	397	683.312
Pertumbuhan (%)	**11,02**	**11,6%**	**11,6%**	**10,9%**	**5,8%**

C10.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pengembangan pembangkit, transmisi dan sistem distribusi dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Sulawesi Tenggara, dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan listrik dan ketersediaan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya.

Potensi Sumber Energi

Di Provinsi Sulawesi Tenggara terdapat cukup banyak potensi sumber energi, terutama tenaga air dengan potensi PLTA sekitar 266 MW dan potensi PLTM sebesar 17 MW. Selain potensi tenaga air, juga terdapat potensi panas bumi walaupun tidak besar, yaitu di Laenia di Kendari dan Mangolo di Kolaka.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan daya listrik di Sulawesi Tenggara, akan dibangun beberapa pembangkit yaitu PLTU batubara, PLTA, PLTP, dan PLTMG *dual fuel,* dengan kelas kapasitas disesuaikan dengan kondisi sistem setempat.

Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 50 MW. Pembangunan PLTA tersebut akan diselaraskan dengan rencana pembangunan waduk di aliran sungai Konawe melalui kerjasama dengan institusi pengelola sungai (Balai Wilayah Sungai) setempat, untuk memenuhi kebutuhan sistem interkoneksi 150 kV di Sulawesi Tenggara.

Selama periode 2015-2024, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 550 MW yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem *isolated*. Kebutuhan batubara untuk PLTU di Sulawesi Tenggara akan dipasok dari Kalimantan. Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada tabel C10.3.

Tabel C10.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Kendari (Ekspansi)	PLTU	PLN	1x10	2015
2	PLTM Tersebar Sultra	PLTM	PLN	4,8	2015
3	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2016
4	*Mobile PP* Sultra (Kendari)	PLTG/MG	PLN	50	2016
5	*Mobile PP* Wangi-Wangi	PLTMG	PLN	5	2016
6	*Mobile PP* Bombana	PLTMG	PLN	10	2016
7	*Mobile PP* Kolaka Utara	PLTMG	PLN	5	2016
8	Wangi-Wangi	PLTU	PLN	2x3	2017
9	Bau-Bau	PLTU	PLN	2x25	2019
10	PLTM Tersebar Sultra	PLTM	PLN	5	2019/20
11	Bau-Bau	PLTU	Swasta	2x7	2015
12	Kendari 3	PLTU	Swasta	2x50	2019
13	Lasolo	PLTA	Swasta	2x72,5	2023/24
14	Watunohu	PLTA	*Unallocated*	15	2023
15	Konawe	PLTA	*Unallocated*	2x25	2023
16	Bau-Bau 2	PLTU	*Unallocated*	2x25	2023/24
	JUMLAH			550	

Sebagaimana diketahui, sistem interkoneksi Sulsel arah Kendari masih mengalami hambatan sehingga dalam dua hingga tiga tahun kedepan, kondisi kelistrikan di Kendari diperkirakan belum tercukupi. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Kendari (sistem Sultra), akan dipasang *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 50 MW dengan teknologi *dual fuel* dan diharapkan pada akhir 2016 sudah beroperasi.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangunan transmisi 150 kV di Provinsi Sulawesi Tenggara sebagian besar digunakan untuk membangun interkoneksi sistem Sultra dengan sistem Sulsel yang terbentang dari Malili (Sulsel), Lasusua, Kolaka, Unaaha sampai ke Kendari, sekaligus untuk mengganti pasokan yang selama ini menggunakan PLTD beralih ke sistem interkoneksi. Selain itu, pembangunan transmisi juga terkait dengan proyek pembangkit yaitu untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke sistem 150 kV. Selanjutnya transmisi 150 kV tersebut akan dikembangkan untuk melayani ibukota Kabupaten yang selama ini masih berupa sistem *isolated*. Pembangunan transmisi juga dimaksudkan untuk menginterkoneksikan sistem Raha di Pulau Muna dengan sistem Baubau di Pulau Buton. Pembangunan interkoneksi antar pulau tersebut akan didahului dengan kajian kelayakan.

Sebagaimana diketahui bahwa di Sultra saat ini banyak permintaan daya listrik untuk industri pengolahan tambang mineral nikel *(smelter)* dengan daya cukup besar, total mencapai lebih dari 500 MVA. Untuk melayani potensi beban industri tersebut, kebutuhan listrik akan dipenuhi dari beberap PLTA skala besar yang berada di daerah sekitar perbatasan Sulsel, Sulteng dan Sulbar. Dalama rangka menyalurkan daya listrik dari beberapa PLTA tersebut ke Sultra, direncanakan akan dibangun transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurang 275 kV mulai dari lokasi PLTA sampai Kendari.

Keseluruhan panjang transmisi yang akan dibangun selama periode 2015-2024 adalah 1.531 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 382 juta sebagaimana terdapat dalam tabel C10.4.

Tabel C10.4 Pembangunan Transmisi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	232	2016
2	Kolaka	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	150	2016
3	Unaaha	Kendari	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	110	2016
4	GI Kendari 150 kV	GI Kendari 70 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2016
5	PLTU Kendari 3	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	20	2018
6	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	170	2018
7	Kendari	GI Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	180	2018
8	GI Andolo	GI Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	84	2018
9	PLTA Konawe	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023
10	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023
11	GITET Bungku	GITET Andowia	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024
12	GITET Andowia	GITET Kendari	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	135	2024
					1531	

Pengembangan Gardu Induk

Dalam rangka untuk meningkatkan mutu pelayanan, beberapa ibukota kabupaten direncanakan akan disambung ke sistem interkoneksi sehingga di Kabupaten tersebut perlu dibangun gardu induk. Selama periode tahun 2015 - 2024 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV termasuk pembangunan GITET 275 kV dan IBT 150/70 kV di 10 lokasi, dengan kapasitas total 840 MVA. Proyek tersebut akan memerlukan dana investasi sekitar US$ 71 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti diberikan dalam tabel C10.5.

Tabel C10.5 Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	*New*	30	2015
2	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	*New*	30	2015
3	Kolaka, Ext 4 LB	150 kV	*Ext LB*	4 LB	2015
4	Kendari	150/20 kV	*New*	30	2016
5	Unaaha + 4 LB	150/20 kV	*New*	60	2016
6	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	*New*	60	2016
7	Kendari, Ext 4 LB	150 kV	*Ext LB*	4 LB	2016
8	Raha	150/20 kV	*New*	30	2017
9	Bau Bau	150/20 kV	*New*	30	2017
10	Kendari	150/20 kV	*Extension*	60	2017
11	Unaaha	150/20 kV	*Extension*	60	2017
12	Andolo	150/20 kV	*New*	10	2018
13	Kasipute	150/20 kV	*New*	20	2018
14	Nii Tanasa	150/20 kV	*Extension*	30	2018
15	Kolaka	150/20 kV	*Extension*	30	2018
16	Bau Bau	150/20 kV	*Extension*	30	2018
17	Unaaha	150/20 kV	*Extension*	60	2021
18	Raha	150/20 kV	*Extension*	30	2022
19	Kendari	150/20 kV	*Extension*	60	2022
20	GITET Andowia	275/150 kV	*New*	90	2024
21	GITET Kendari	275/150 kV	*New*	90	2024
				840	

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2024, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 310 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM sepanjang 1.386 kms, JTR sekitar 1.032 kms dan trafo distribusi sebesar 535 MVA, seperti ditampilkan dalam tabel C10.6.

Tabel C10.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	160	108	42	39.753
2016	147	98	46	41.354
2017	169	108	53	42.884
2018	159	103	55	44.401
2019	155	107	54	45.882
2020	154	111	58	25.066
2021	114	100	59	22.050
2022	107	99	58	18.672
2023	108	99	56	15.122
2024	112	100	53	15.393
2015-2024	1.386	1.032	535	310.579

C10.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2013 - 2022 adalah seperti pada tabel C10.7.

Tabel C10.7 Ringkasan

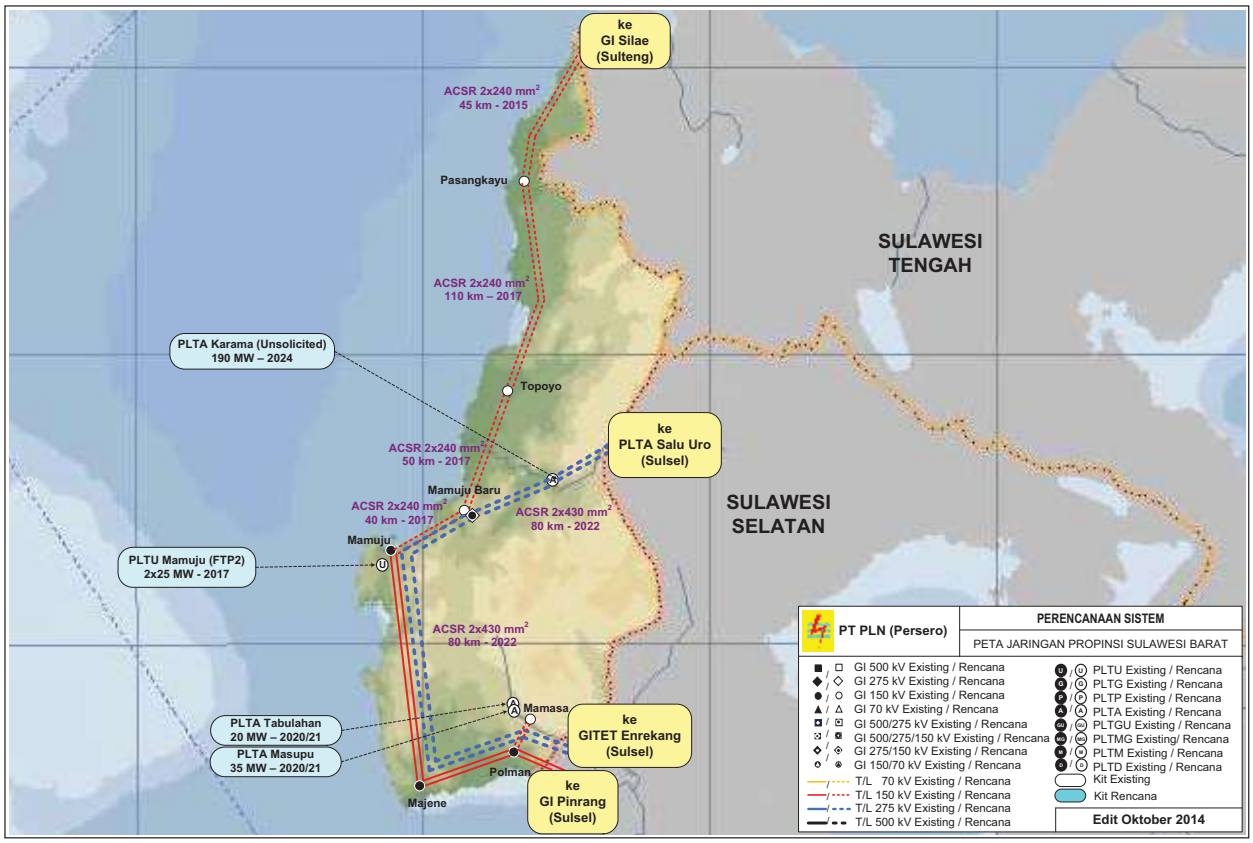
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	773	910	160	29	60	0	80
2016	934	1.081	195	100	150	522	187
2017	1.127	1.295	246	6	180	0	37
2018	1.329	1.540	284	0	120	454	239
2019	1.451	1.745	294	151	0	0	103
2020	1.580	1.886	318	4	0	0	23
2021	1.680	2.000	334	0	60	0	14
2022	1.797	2.132	354	0	90	0	16
2023	1.920	2.267	375	163	0	160	289
2024	2.051	2.410	397	98	180	395	385
Jumlah				550	840	1.531	1.374

LAMPIRAN C.11

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI BARAT

C11.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini sebagaian besar dipasok dari 3 gardu induk 150 kV, yaitu Polewali, Majene dan Mamuju yang terinterkoneksi dengan sistem Sulawesi Selatan. Gardu induk tersebut mendapat pasokan dari pembangkit-pembangkit yang ada di sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Selatan dan Sulawesi Barat (Sulselbar). Selain itu terdapat pembangkit skala kecil yang beroperasi pada sistem *isolated* 20 kV untuk memenuhi kebutuhan setempat yang pada umumnya dipasok dari PLTD. Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada gambar C11.1.



Gambar C11.1. Peta kelistrikan Provinsi Sulawesi Barat

Kapasitas trafo ketiga gardu induk tersebut saat ini adalah 90 MVA dan pembangkit yang beroperasi secara *isolated* sebagaimana diberikan pada tabel C11.1.

Tabel C11.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Mamuju**	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
2	***Isolated***						
	1. Mambi	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	2. Babana	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	3. Topoyo	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	4. Karossa	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	5. Baras	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	6. Pasang Kayu	PLTD	BBM	PLN	3,22	1,77	1,45
	7. Sarjo	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	Total				**3,2**	**1,8**	**1,5**

C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulbar

Provinsi Sulawesi Barat dengan Mamuju sebagai ibukotanya merupakan daerah yang sedang berkembang. Kondisi ekonomi Sulawesi Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh mengesankan mencapai rata-rata 9,57%. Sedangkan rasio elektrifikasi sampai triwulan III tahun 2014 masih sekitar 55,19 % termasuk listrik non PLN sehingga masih banyak calon pelanggan rumah tangga yang membutuhkan pasokan listrik.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 15,1 % per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015–2024 diberikan pada tabel C11.2.

Tabel C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	10,48	260	289	58	170.696
2016	10,96	291	322	66	184.879
2017	11,12	324	393	73	200.335
2018	11,12	360	428	81	217.165
2019	11,12	399	471	90	235.520
2020	11,12	440	516	99	255.505
2021	11,12	485	565	109	277.092
2022	11,12	533	617	120	300.604
2023	11,12	585	674	132	326.191
2024	11,12	641	735	145	354.078
Pertumbuhan (%)	11,04	10,56%	11,02%	10,67%	8,44%

C11.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Potensi Energi Primer

Provinsi Sulawesi Barat dengan kondisi alamnya yang bergunung-gunung dengan hutan masih asli, menyimpan potensi tenaga air yang sangat besar untuk dapat dikembangkan menjadi PLTA, dan di beberapa lokasi dapat dikembangkan menjadi PLTM. Diperkirakan potensi PLTA di Sulawesi Barat bisa mencapai 1000 MW. Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 450 MW di Tumbuan, Kecamatan Kalumpang, Mamuju yang perlu dilakukan studi lebih lanjut.

Pengembangan Pembangkit

Memperhatikan besarnya potensi tenaga air tersebut, prioritas pertama dalam mengembangkan pembangkit adalah membangun PLTA. Rencana pembangunan PLTA tersebut harus diawali dengan studi kelayakan yang baik dan lengkap termasuk adanya data curah hujan yang memadahi.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2024, di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit kapasitas total hingga 530 MW yang akan tersambung ke sistem 150 kV sistem Sulselbar. Apabila tambahan pembangkit baru tersebut selesai beroperasi, maka kelebihan dayanya akan dikirim ke daerah lain melalui sistem interkoneksi. Rencana pengembangan pembangkit tersebut diberikan pada tabel C11.3.

Tabel C11.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Mamuju	PLTU	Swasta	2x25	2017
2	Tabulahan	PLTA	Swasta	2x10	2020/21
3	Masupu	PLTA	Swasta	2x17,5	2020/21
4	Karama *(Unsolicited)*	PLTA	Swasta	190	2024
	JUMLAH			345	

Proyek PLTA Karama ini merupakan sebuah proyek Kerjasama Pemerintah Swasta (KPS) "*unsolicited*". Proyek tersebut mengalami hambatan utamanya masalah sosial sehingga sampai saat ini belum bisa berjalan. Untuk menghindari masalah sosial tersebut, saat ini sedang dilakukan studi ulang dan sesuai hasil pra-studi kelayakan, solusi yang akan ditempuh adalah menurunkan tinggi bendungan sehingga luas genangan menjadi berkurang. Akibatnya, kapasitas PLTA akan turun dari semula 450 MW menjadi sekitar 190 MW. Hasil pra-studi tersebut dijadikan dasar untuk penyusunan neraca daya sistem Sulselbar.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban dan dalam rangka menyambung beban yang selama ini dilayani oleh PLTD terhubung ke sistem, akan dibangun transmisi 150 kV. Di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan pembangunan transmisi 150 kV dari Silae (Sulteng) sampai ke Mamuju melalui Pasang Kayu dan Topoyo, dan transmisi dari PLTA Poko ke Bakaru. Selain itu, dalam jangka panjang juga direncanakan akan dibangun transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Karama dan PLTA kapasitas besar lainnya ke Mamuju, dan selanjutnya ke arah Enrekang sampai Jeneponto. Namun demikian, pemilihan level tegangan dan pelaksanaan pembangunannya akan disesuaikan dengan hasil studi master plan sistem Sulawesi yang saat ini sedang berjalan.

Panjang total saluran transmisi yang akan dibangun mencapai 1.522 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 397 juta sebagaimana diberikan pada tabel C11.4.

Tabel C11.4 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2015
2	PLTU Mamuju (FTP2)	Mamuju	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	68	2016
3	Mamuju Baru	*Incomer 2 phi* (Topoyo-Mamuju)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	4	2017
4	Pasangkayu	Mamuju	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	400	2017
5	PLTA Poko	Bakaru	150 kV	2 cct, Hawk, 2 x 240 mm	40	2020
6	PLTA Karama	Wotu	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2021
7	Polman	Mamasa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2024
8	PLTA Karama	Mamuju Baru	275 kV	4 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2024
9	Mamuju Baru	Enrekang	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	420	2024
					1.522	

Pengembangan Gardu Induk

Beberapa gardu induk akan dibangun di Sulawesi Barat seiring dengan pembangunan transmisi terkait. Di Pasangkayu akan dibangun gardu induk baru 150/20 kV 30 MVA yang terhubung ke sistem Palu – Poso melalui GI Silae di kota Palu provinsi Sulawesi Tengah. Selain itu direncanakan penambahan trafo di GI eksisting kapasitas 30 MVA. Sedangkan yang terkait dengan proyek PLTA Karama, akan dibangun GITET 275/150 kV dan GI Mamuju Baru 150/20 kV tetapi pelaksanaan pembangunannya akan menunggu hasil studi ulang PLTA Karama dan studi *master plan* sistem Sulawesi.

Total daya GI yang akan dibangun termasuk IBT 275/150 kV adalah 440 MVA, dengan dana investasi yang diperlukan sekitar US$ 39 juta, belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti pada tabel C11.5.

Tabel C11.5 Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Pasangkayu	150/20 kV	*New*	30	2015
2	Mamuju	150/20 kV	*Extension*	60	2016
3	Topoyo	150/20 kV	*New*	30	2017
4	Mamuju Baru	150/20 kV	*New*	30	2017
5	Mamasa	150/20 kV	*new*	30	2018
6	Mamuju Baru - IBT	275/150 kV	*New*	200	2020
7	Polmas	150/20 kV	*Extension*	60	2021
				440	

Pengembangan Distribusi

Hingga tahun 2024 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 196 ribu pelanggan. Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari JTM sepanjang 410 kms, JTR sekitar 305 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 207 MVA. Rincian pengembangan distribusi di Sulawesi Barat diberikan pada Tabel C11.6.

Tabel C11.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	54	36	16	13.162
2016	46	30	17	14.182
2017	49	31	19	15.456
2018	43	28	20	16.830
2019	43	29	19	18.355
2020	43	31	21	19.985
2021	33	29	23	21.587
2022	32	29	24	23.512
2023	33	30	24	25.587
2024	35	31	24	27.887
2015-2024	410	305	207	196.544

C11.4 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2024 sebagaimana terdapat dalam tabel C11.7.

Tabel C11.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	260	289	58	0	30	90	24
2016	291	322	66	0	60	68	18
2017	324	393	73	50	60	404	169
2018	360	428	81	0	30	0	9
2019	399	471	90	0	0	0	6
2020	440	516	99	28	200	40	75
2021	485	565	109	28	60	260	356
2022	533	617	120	0	0	0	180
2023	585	674	132	0	0	0	5
2024	641	735	145	190	0	660	455
Jumlah				296	440	1.522	1.300

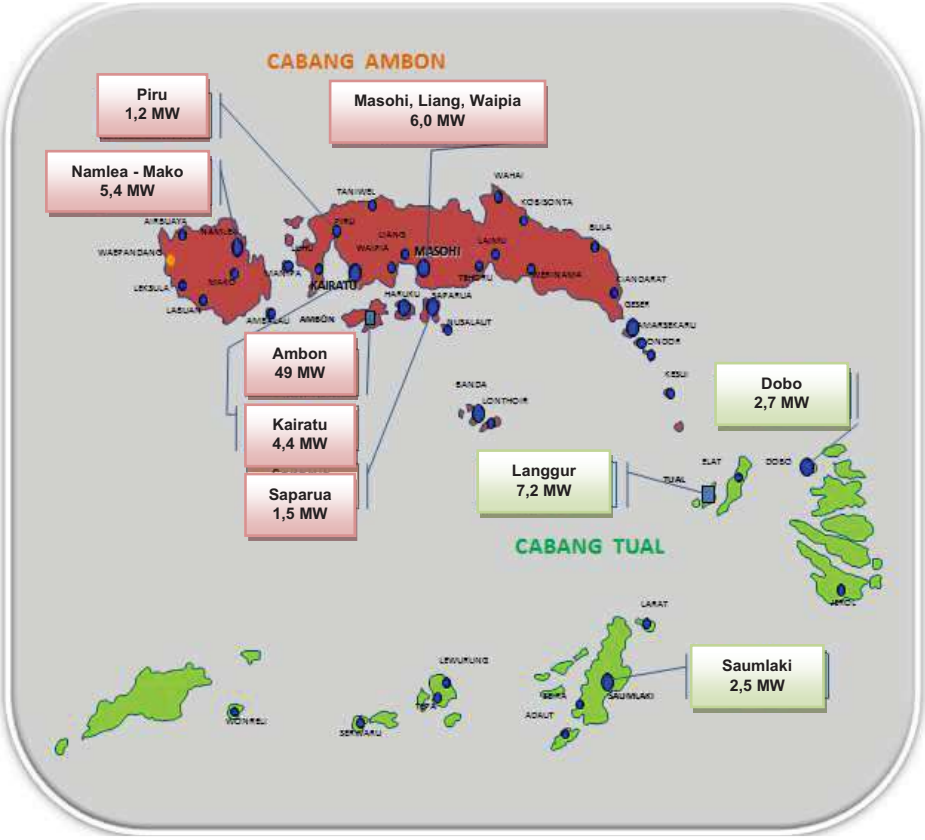
LAMPIRAN C.12

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

C12.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku saat ini terdiri dari 8 sistem kelistrikan yang berbeban diatas 2 MW yaitu Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu-Piru, Namlea-Mako, Saparua, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain itu terdapat 39 pusat pembangkit kecil lainnya tersebar di Kepulauan Maluku.

Beban puncak total *non coincident* seluruh Provinsi Maluku sekitar 96 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit PLTD dan PLTS tersebar yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV dan sebagian tersambung langsung ke jaringan 220 Volt pada masing-masing sistem kelistrikan seperti ditunjukkan pada gambar C12.1



Gambar 12.1 Peta Lokasi Pembangkit yang Terhubung dengan Jaringan 20 kV

Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon. Sistem ini memiliki kapasitas pasokan pembangkit 81,4 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu hanya sekitar 51,4 MW dan beban puncak 54,0 MW, yang berarti masih mengalami defisit daya. Sementara kondisi dilapangan menunjukkan beban

terus tumbuh tinggi dan proyek pembangkit non BBM yang sedang berjalan masih banyak mengalami hambatan sehingga tidak bisa diselesaikan tepat waktu.

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku yang berbeban puncak diatas 2 MW posisi bulan September 2014 sebagaimana dapat dilihat pada tabel C12.1.

Tabel C12.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Ambon						
	1. Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	14,9	9,8	
	2. Sewa Mesin Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	33,7	20,0	
	3. Poka	PLTD	BBM	PLN	20,8	11,6	
	4. Sewa Mesin Poka	PLTD	BBM	PLN	12,0	10,0	
	TOTAL				**81,4**	**51,4**	**54,0**
2	Sistem Masohi						
	1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	6,2	3,3	5,0
	2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	PLN	4,3	2,1	
	3. Waipia	PLTD	BBM	PLN	0,4	-	0,3
	4. Liang	PLTD	BBM	PLN	0,1	0,0	1,2
	5. Sewa Mesin Liang	PLTD	BBM	PLN	1,0	1,0	
	TOTAL				**12,0**	**6,4**	**6,5**
3	Sistem Kairatu - Piru						
	1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	1,9	1,6	5,0
	2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	PLN	5,7	3,6	
	3. Piru	PLTD	BBM	PLN	2,8	0,8	2,2
	TOTAL				**10,5**	**6,0**	**7,2**
4	Sistem Namlea - Mako						
	1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	3,3	1,4	6,3
	2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	PLN	6,0	4,5	
	3. Mako	PLTD	BBM	PLN	2,0	0,4	1,9
	TOTAL				**11,3**	**6,3**	**8,2**
5	Sistem Saparua						
	Saparua	PLTD	BBM	PLN	**3,7**	**1,7**	**1,5**
6	Sistem Tual						
	1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	4,3	2,4	
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	6,0	5,4	
	TOTAL				**10,3**	**7,8**	**8,0**
7	Sistem Saumlaki						
	1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	3,3	1,5	2,6
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	TOTAL				**4,8**	**3,0**	**2,6**
8	Sistem Dobo						
	1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,4	3,0
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	TOTAL				**4,0**	**2,9**	**3,0**
Total					**137,9**	**85,4**	**91,0**

C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kota Ambon mempunyai populasi terbesar di Provinsi Maluku dan jumlah pelanggan PLN paling banyak berada di Ambon dibanding kota lainnya. Kondisi ekonomi Maluku dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu

rata-rata diatas 5,81% per tahun. Sektor pertanian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 76%, mampu tumbuh diatas 9% kecuali pertanian. Kondisi ekonomi yang membaik ini dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Maluku.

Sampai dengan September tahun 2014, jumlah pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai 92%, disusul kelompok komersial 4%, publik 3% dan sisanya adalah konsumen industri.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi yang semakin membaik, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 - 2024 diperlihatkan pada tabel C12.2.

Tabel C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	5,42	601	660	130	297.402
2016	5,69	667	756	138	307.973
2017	6,05	739	858	151	318.872
2018	6,22	815	956	164	330.037
2019	6,31	898	1.049	179	341.484
2020	6,14	986	1.170	192	353.159
2021	6,14	1.081	1.275	209	365.080
2022	6,14	1.182	1.385	227	377.253
2023	6,14	1.290	1.503	245	389.613
2024	6,14	1.405	1.628	265	397.114
Pertumbuhan (%)	6,04	9,89%	10,57%	8,20%	3,27%

C12.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi yang tersedia di Maluku untuk pembangkit listrik terbatas pada sumber-sumber tenaga air yang berada di Pulau Seram dan Pulau Buru serta panas bumi di Pulau Ambon dan Pulau Haruku.

Potensi panas bumi di Pulau Ambon tepatnya didesa Suli akan dimanfaatkan untuk proyek PLTP Tulehu 2x10 MW. Sumur eksplorasi sudah menghasilkan indikasi bahwa uap panas bumi di Tulehu (desa Suli) cukup untuk membangkitkan listrik.

Sedangkan di Haruku masih berupa potensi dan perlu dilakukan survei lebih lanjut. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi tenaga air yang cukup besar bisa mencapai 100 MW lebih, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jika seluruh potensi tersebut dikembangkan menjadi PLTA/M.

Pengembangan Pembangkit

Permasalahan jangka pendek dan mendesak untuk diselesaikan di Provinsi Maluku terutama kota Ambon adalah pasokan daya listrik yang tidak mencukupi dan pembangkit yang ada masih menggunakan BBM. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit non-BBM dan transmisi masih mengalami hambatan, sedangan beban diperkirakan terus tumbuh tinggi. Akibatnya, sampai dengan dua atau tiga tahun kedepan, sistem kelistrikan di Ambon diperkiraan masih akan mengalami defisit daya. Untuk menyelesaikan masalah tersebut, di Ambon akan disiapkan *mobile power plant* (MPP) kapasitas total 70 MW *dual fuel* (gas dan HSD) yang diharapkan pada tahun 2016 sudah bisa beroperasi.

Demikian juga dengan kondisi sistem kecil *isolated* tersebar di pulau-pulau lainnya tidak berbeda jauh dengan keadaan di sistem Ambon. Untuk mengatasi kondisi tersebut, akan dibangun pembangkit *dual fuel* PLTMG untuk mengisi kebutuhan daya sebelum PLTU skala kecil atau pembangkit non-BBM lainnya beroperasi.

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, dalam jangka pendek akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

Untuk memenuhi kebutuhan jangka panjang, akan diprioritaskan membangun pembangkit energi terbarukan yaitu PLTP dan PLTA/MH. Selain itu, sebagian akan dibangun PLTMG *dual fuel* untuk mengganti rencana proyek PLTU skala kecil yang masih banyak hambatan.

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2024 akan dapat dipenuhi dengan membangun tambahan pembangkit baru di Maluku dengan kapasitas total sekitar 391 MW. Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada tabel C12.3. Selain itu juga akan dikembangkan PLTS *on-grid* oleh swasta dengan kapasitas total 10,5 MW.

Tabel C12.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	*Mobile PP* (Ambon)	PLTMG	PLN	70	2016
2	Waai (FTP1)	PLTU	PLN	2x15	2017
3	Langgur	PLTMG	PLN	20	2017
4	Namlea	PLTMG	PLN	10	2017
5	Saumlaki	PLTMG	PLN	10	2017
6	Dobo	PLTMG	PLN	10	2017
7	Seram *Peaker*	PLTMG	PLN	20	2018
8	Ambon *Peaker*	PLTMG	PLN	30	2018
9	Nua (Masohi)	PLTM	PLN	2x4,4	2018/19
10	Tulehu (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2018/19
11	PLTM Tersebar Maluku	PLTM	PLN	10	2019/20
12	Sapalewa	PLTM	Swasta	2x4	2018
13	Wai Tina	PLTM	Swasta	2x6	2018/19
14	Langgur	PLTMG	*Unallocated*	10	2020
15	Ambon *Peaker* 2	PLTMG	*Unallocated*	20	2021
16	Dobo	PLTMG	*Unallocated*	5	2021
17	Seram *Peaker*	PLTMG	*Unallocated*	5	2022
18	Namlea	PLTMG	*Unallocated*	10	2023
19	Saumlaki	PLTMG	*Unallocated*	5	2023
20	Ambon	PLTU	*Unallocated*	2x25	2023/24
21	Wai Tala	PLTA	*Unallocated*	2x13,5	2023/24
	JUMLAH			391	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit PLTA/M, PLTP, PLTU dan PLTMG, akan dibangun transmisi 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke pusat beban. Mempertimbangkan adanya hambatan dilapangan saat pelaksanaan konstruksi dan untuk fleksibilitas operasi serta kemudahan koneksi pembangkit kedalam sistem, dalam jangka panjang transmisi yang akan dikembangkan menggunakan level tegangan 150 kV.

Selama periode 2015-2024, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar 673 kms. Khusus untuk transmisi 70 kV di Pulau Buru terkait dengan rencana proyek PLTA/M Wai Tina di Buru, akan dibangun apabila hasil studi menunjukkan bahwa energi yang diproduksi sebagian besar akan dikirim ke Sistem Namlea-Mako. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US$ 105 juta seperti ditampilkan dalam tabel C12.4.

Tabel C12.4 Rencana Pengembangan Transmisi

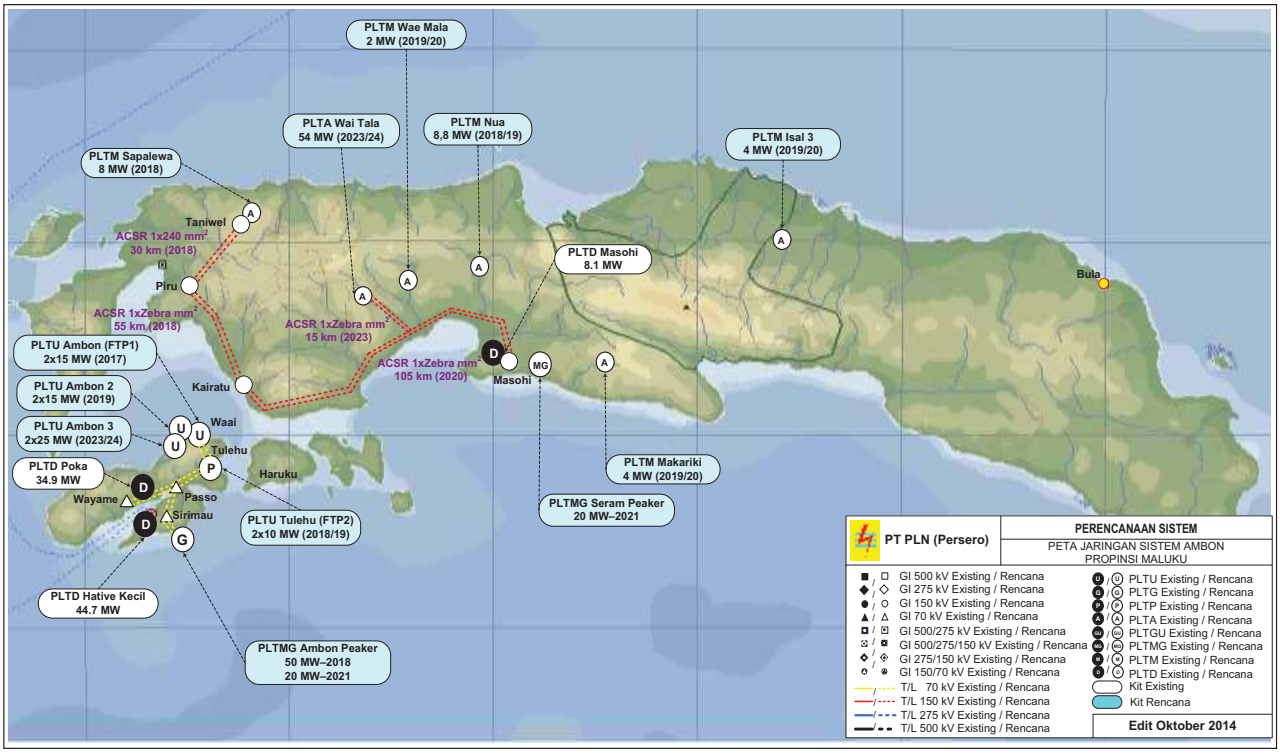
No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Waai	GI Passo	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	18	2015
2	PLTU Waai	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	30	2015
3	GI Passo	GI Sirimau	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	12	2015
4	PLTP Tulehu	*Incomer 1 phi* (Sirimau-Waai)	70 kV	1 cct, 1 x 240 HAWK	6	2016
5	GI Passo	GI Wayame	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	26	2017
6	GI Namrole	GI Namlea	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	171	2017
7	GI Piru	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	110	2018
8	GI Piru	GI Taniwel	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	60	2018
9	GI Masohi	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	210	2020
10	PLTA Tala	*Incomer 2 phi* (Kairatu-Masohi)	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2023
					673	

Pengembangan Gardu Induk (GI)

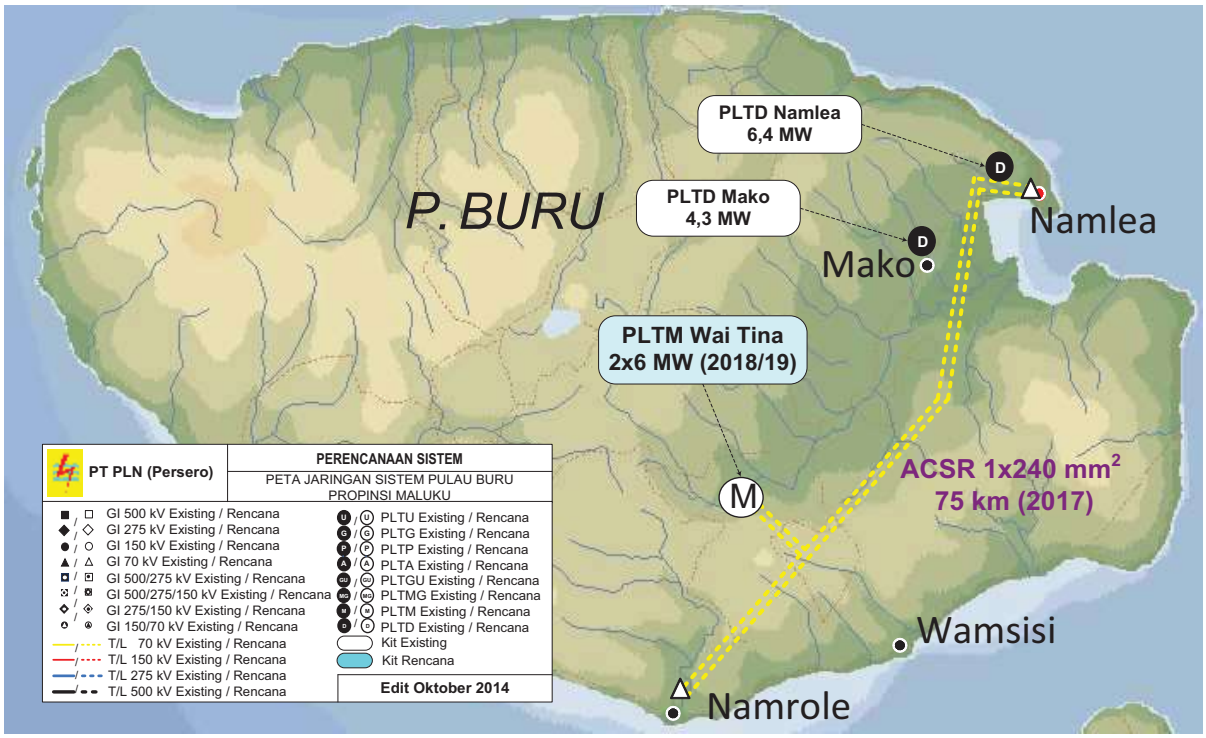
Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk mendistribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru. Sampai dengan tahun 2024 direncanakan pembangunan 4 GI 70 kV baru dan 5 GI 150 kV beserta pengembangannya di beberapa lokasi dengan kapasitas total 310 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 30 juta, belum termasuk untuk pembangunan GI pembangkit seperti diperlihatkan pada tabel C12.5.

Tabel C12.5 Pengembangan GI di Maluku

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Sirimau	70/20 kV	*New*	40	2015
2	Passo	70/20 kV	*New*	20	2015
3	Passo	70 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
4	Sirimau	70/20 kV	*Extension*	20	2016
5	Poka/Wayame	150/20 kV	*New*	30	2017
6	Piru	150/20 kV	*New*	30	2017
7	Taniwel	150/20 kV	*New*	10	2017
8	Masohi	150/20 kV	*New*	30	2017
9	Kairatu	150/20 kV	*New*	30	2017
10	Namrole	70/20 kV	*New*	10	2017
11	Namlea	70/20 kV	*New*	10	2017
12	Passo	70/20 kV	*Extension*	20	2018
13	Poka/Wayame	70/20 kV	*Extension*	30	2020
14	Masohi	150/20 kV	*Extension*	30	2020
				310	



Gambar C12.2 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Ambon dan Pulau Seram



Gambar C12.3 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Buru

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 110 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan antar sistem *isolated* yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan sistem di dekatnya yang masih menggunakan PLTD minyak. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015–2024 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.371 kms JTM, sekitar 938 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 167 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel C12.6.

Tabel B.12-6. Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	129	88	13	10.317
2016	134	90	13	10.571
2017	137	92	14	10.899
2018	140	93	15	11.165
2019	143	94	16	11.447
2020	145	95	17	11.676
2021	148	96	18	11.921
2022	150	96	19	12.173
2023	91	97	20	12.360
2024	154	97	22	7.501
2015-2024	1.371	938	167	110.029

C12.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 diberikan pada tabel C12.7.

Tabel C12.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	601	660	130	0	60	60	24
2016	667	756	138	70	20	6	67
2017	739	858	151	80	150	197	154
2018	815	956	164	78	20	170	137
2019	898	1.049	179	25	0	0	61
2020	986	1.170	192	15	60	210	70
2021	1.081	1.275	209	25	0	0	31
2022	1.182	1.385	227	5	0	0	15
2023	1.290	1.503	245	54	0	30	90
2024	1.405	1.628	265	39	0	0	76
Jumlah				391	310	673	724

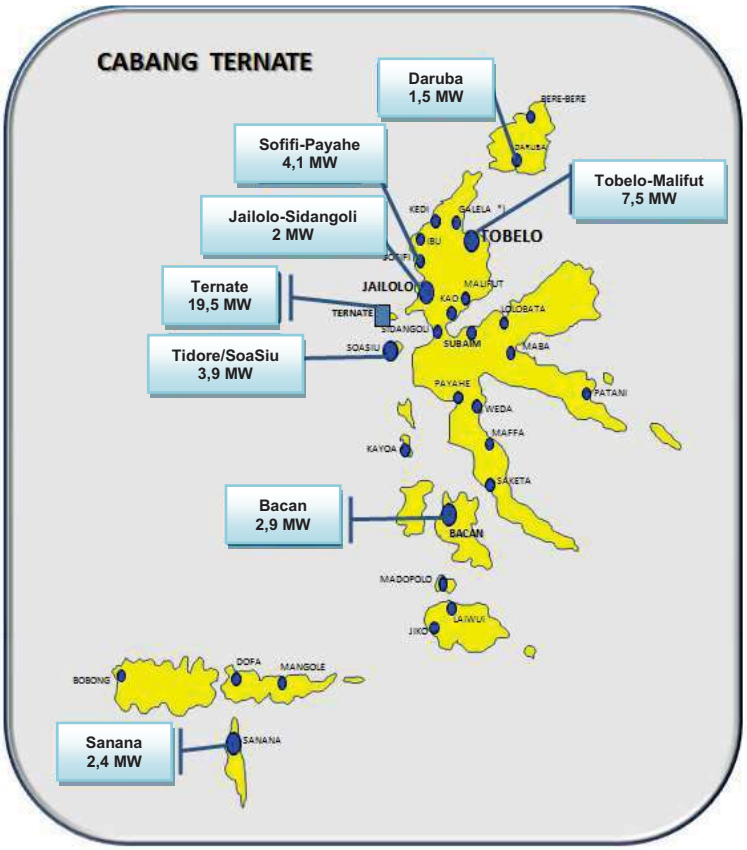
LAMPIRAN C.13

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

C13.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara terdiri dari 6 sistem kelistrikan yang berbeban diatas 1 MW yaitu sistem Ternate–Soa–Siu (Tidore), Tobelo–Malifut, Jailolo–Sofifi–Payahe, Bacan, Sanana dan Daruba, menggunakan tegangan 20 kV. Selain itu juga terdapat 19 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar, dan sebagian diantaranya daya listrik yang dibangkitkan disalurkan langsung ke pelanggan menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt.

Beban puncak gabungan (*non coincident)* sistem-sistem kelistrikan yang berbeban diatas 1 MW di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 57 MW, dipasok dari PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV seperti dapat dilihat pada gambar C13.1.



Gambar C13.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

Sistem terbesar di Maluku Utara adalah Sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 52,9 MW dengan daya mampu 32,6 MW dan beban puncak 31,4 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara dengan beban

puncak diatas 1 MW posisi bulan September 2014 sebagaimana dapat dilihat pada tabel C13.1.

Tabel C13.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di Maluku Utara

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Ternate - Tidore						
	1. Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	6,8	5,5	26,0
	2. Sewa Mesin Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	32,2	20,0	
	3. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	3,9	2,3	5,4
	4. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	10,0	4,8	
	TOTAL				**52,9**	**32,6**	**31,4**
2	Sistem Tobelo						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	5,9	4,3	7,6
	2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	PLN	4,0	3,2	
	3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,3	1,3
	TOTAL				**13,1**	**8,8**	**8,9**
3	Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe						
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	3,9	1,8	3,0
	2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	PLN	2,7	2,1	
	3. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3,0	2,8	5,1
	4. Sewa Mesin Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3,2	3,2	
	5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0,5	0,2	-
	TOTAL				**13,3**	**10,0**	**8,0**
4	Sistem Bacan						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,7	4,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	3,6	2,1	
	TOTAL				**6,8**	**3,8**	**4,8**
5	Sistem Sanana						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	1,9	0,0	2,3
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	9,6	3,2	
	TOTAL				**11,5**	**3,2**	**2,3**
6	Sistem Daruba						
	Daruba	PLTD	BBM	PLN	4,8	3,5	1,6
TOTAL					**102,5**	**61,8**	**57,1**

C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Ternate merupakan kota terbesar di Provinsi Maluku Utara dan mempunyai populasi penduduk terbesar di provinsi ini. Kekayaan alam provinsi ini juga melimpah berupa tambang nikel dan emas yang banyak tersedia di pulau Halmahera. Sofifi yang berada di pulau Halmahera dan merupakan ibukota Provinsi Maluku Utara, diperkirakan akan memberikan dampak positif bagi perkembangan ekonomi di daerah sekitarnya. Pertumbuhan ekonomi Provinsi ini cukup tinggi dan dalam lima tahun terakhir mencapai rata-rata diatas 7% per-tahun.

Sesuai rencana MP3EI, kawasan ini akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi di Indonesia Timur dengan program utama adalah pengembangan industri pengolahan tambang yaitu ferro nikel dan industri hilirnya untuk mendapatkan nilai tambah yang lebih tinggi. Selain itu, di Morotai juga akan dikembangkan kawasan industri pengolahan dan pariwisata. Kondisi ini akan dapat mendorong ekonomi di

Provinsi ini tumbuh lebih cepat dan pada akhirnya kebutuhan listrik juga akan meningkatkan lebih tinggi.

Dari realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015 – 2024 sebagaimana diberikan pada tabel C13.2.

Tabel C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6,46	340	396	71	188.970
2016	6,78	374	445	78	200.165
2017	7,20	414	489	86	208.694
2018	7,41	458	543	95	217.438
2019	7,52	508	609	105	224.837
2020	7,31	561	679	115	231.255
2021	7,31	620	743	126	237.759
2022	7,31	685	816	139	244.359
2023	7,31	757	893	152	251.086
2024	7,31	836	979	168	257.909
Pertumbuhan (%)	**7,19**	**10,5%**	**10,6%**	**10,0%**	**3,5%**

C13.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di provinsi Maluku Utara dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta kondisi geografis setempat, sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Di Pulau Halmahera terdapat potensi energi panas bumi yang cukup besar mencapai 40 MW yang akan dikembangkan menjadi PLTP Jailolo. Selain itu juga terdapat potensi panas bumi di Telaga Ranu dengan cadangan terduga sebesar 85 MWe dan Gunung Hamiding sebesar 265 MWe. Di Pulau Bacan juga terdapat potensi sumber panas bumi yaitu di Songa Wayaua namun tidak terlalu besar. Sumber energi primer lainnya adalah tenaga air namun tidak besar dan hanya dapat dikembangkan menjadi PLTM untuk melayani kebutuhan listrik masyarakat setempat.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi kelistrikan sistem 20 kV Ternate – Tidore saat ini tanpa cadangan yang memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Proyek pembangkit non-BBM PLTU Tidore 2x7 MW yang saat ini dalam tahap pengujian, diperkirakan tahun 2015 baru akan beroperasi. Proyek pembangkit non-BBM yang lain belum ada yang berjalan sehingga dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan pembangkit yang ada tidak akan bisa mengimbangi kenaikan beban. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Ternate – Tidore akan disiapkan *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW *dual fuel* dan diharapkan tahun 2016 sudah dapat beroperasi agar sistem tidak mengalami defisit daya.

Kondisi yang sama juga terjadi di Sofifi dimana proyek PLTU Sofifi 2x3 MW juga mengalami hambatan. Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, akan dibangun MPP kapasitas 10 MW untuk memberikan kepastian pasokan listrik di Sofifi sebagai ibukota provinsi Maluku Utara.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem lokasi tersebar, serta mengoptimalkan pemanfaatan tenaga panas bumi (PLTP) Jailolo dan Songa Wayaua menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Kebutuhan tenaga listrik 2015 sampai dengan tahun 2024 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTU, PLTMG, PLTP dan PLTM dengan kapasitas total sekitar 170 MW seperti ditampilkan pada tabel C13.3. Selain itu juga akan dikembangkan PLTS oleh swasta dengan kapasitas 6,5 MW.

Tabel C13.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Maluku Utara / Tidore (FTP1)	PLTU	PLN	2x7	2015
2	*Mobile PP* (Ternate)	PLTMG	PLN	30	2016
3	*Mobile PP* (Sofifi)	PLTMG	PLN	10	2016
4	*Mobile PP* (Tobelo)	PLTMG	PLN	10	2016
5	Sofifi	PLTU	PLN	2x3	2017
6	Malifut *Peaker*	PLTMG	PLN	5	2017
7	Songa Wayaua (FTP2)	PLTP	Swasta	2x2,5	2020
8	Jailolo (FTP2)	PLTP	Swasta	20	2021
9	Jailolo 2	PLTP	Swasta	20	2022/23
10	Tobelo	PLTMG	*Unallocated*	10	2020
11	Ternate	PLTMG	*Unallocated*	30	2020
12	Tidore	PLTMG	*Unallocated*	20	2021
	JUMLAH			180	

Khusus untuk kelistrikan di pulau-pulau kecil terluar dan daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, dalam jangka pendek akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi di Maluku Utara khususnya di Pulau Halmahera ini dimaksudkan untuk evakuasi daya dari pusat pembangkit yaitu PLTP Jailolo ke pusat-pusat beban. Mengingat lokasi beban tersebar jauh dari pusat pembangkit, maka akan dibangun transmisi 150 kV sepanjang 376 kms. Rencana pembangunan transmisi dan kabel laut 150 kV untuk menyalurkan daya dari PLTP di Halmahera ke pusat beban di Ternate, akan disiapkan apabila hasil studi dasar laut dan kelayakan teknis serta keekonomiannya menyatakan layak. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi SUTT tersebut sekitar US$ 54 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C13.4.

Tabel C13.4 Pembangunan SUTT 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Jailolo	Tobelo	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	220	2019
2	Jailolo	Maba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	110	2020
3	Sofifi	*Incomer 1 phi* (Jailolo-Maba)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	46	2020
					376	

Gambar C13.2. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Halmahera

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut serta untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk. Sampai dengan tahun 2024 direncanakan pembangunan GI 150 kV di 5 lokasi dengan total kapasitas 120 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 12 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, seperti diperlihatkan pada tabel C13.5.

Tabel C13.5 Pengembangan GI di Maluku Utara

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Sofifi	150/20 kV	*New*	30	2019
2	Maba	150/20 kV	*New*	30	2019
3	Jailolo	150/20 kV	*New*	30	2019
4	Tobelo	150/20 kV	*New*	30	2019
				120	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk memenuhi proyeksi tambahan pelanggan baru sekitar 78 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau di dekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomiannya serta hasil studi laut.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015-2024 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 784 kms JTM, 537 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 106 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel C13.6.

Tabel C13.6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	73	50	8	9.912
2016	75	51	8	11.195
2017	77	51	9	8.529
2018	79	52	9	8.744
2019	81	53	10	7.399
2020	83	54	11	6.418
2021	85	55	11	6.504
2022	87	56	12	6.600
2023	53	57	13	6.727
2024	92	57	14	6.823
2015-2024	784	537	106	78.851

C13.4 Pengembangan Sistem Kelistrikan Terkait Industri Feronikel

Di pulau Halmahera terdapat potensi tambang nikel yang sangat besar dan akan dikembangkan dan diolah menjadi FeNi. Beberapa calon investor berminat mengolah tambang tersebut dengan membangun *smelter*, salah satu diantaranya adalah PT Antam di Buli. Adanya industri ekstraksi dan pengolahan tersebut diharapkan akan mendorong pertumbuhan ekonomi lebih cepat dan Halmahera akan menjadi salah satu pusat pertumbuhan ekonomi untuk kawasan Maluku.

Mengingat daya yang dibutuhkan cukup besar, maka pembangkit yang disiapkan untuk melayani kebutuhan *smelter* dan industri hilirnya akan dibangun sendiri oleh PT Antam di Buli. Begitu juga calon investor lainnya, juga perlu membangun pembangkit sendiri bila akan membangun industri *smelter* mengingat daya yang

dibutuhkan sangat besar dan sifat beban yang spesifik dan berfluktuasi. Apabila tersedia kelebihan dayanya, PLN akan memanfaat kelebihan daya tersebut untuk melayani beban pelanggan umum didaerah sekitar kawasan industri.

C13.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 sebagaimana diperlihatkan pada tabel C13.7.

Tabel C13.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	340	396	71	14	0	0	35
2016	374	445	78	50	0	0	46
2017	414	489	86	11	0	0	22
2018	458	543	95	0	0	0	6
2019	508	609	105	0	120	220	49
2020	561	679	115	45	0	156	74
2021	620	743	126	40	0	0	78
2022	685	816	139	10	0	0	35
2023	757	893	152	10	0	0	34
2024	836	979	168	0	0	0	7
Jumlah				180	120	376	386

LAMPIRAN C.14

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA

C14.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Provinsi Papua terdiri dari 36 Kabupaten dan 1 Kotamadya, dengan sebaran lokasi ibukotanya saling berjauhan. Pasokan listriknya menggunakan sistem 20 kV dan masih *isolated*, sebagian lagi menggunakan jaringan tegangan rendah 220 Volt langsung ke beban. Selain itu, masih terdapat beberapa ibukota Kabupaten yang belum mendapatkan layanan listrik dari PLN. Sistem kelistrikan *isolated* yang berbeban diatas 1 MW ada 8 sistem yaitu sistem Jayapura, Genyem, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui dan Biak. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan *isolated* yang beban puncak < 1 MW (listrik perdesaan) tersebar di 53 lokasi.

Beban puncak seluruh sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Papua sekitar 141 MW dan dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTS dan PLTM. Energi listrik disalurkan melalui jaringan tegangan menengah (JTM) 20 kV dan jaringan tegangan rendah (JTR) 400/231 Volt. Sistem kelistrikan Jayapura merupakan sistem terbesar di antara kedelapan sistem kelistrikan di Provinsi Papua sebagaimana diberikan dalam tabel C14.1.

Peta sistem kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar C14.1.

Gambar C14.1 Sistem kelistrikan di Provinsi Papua

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi s/d September 2014 diberikan pada Tabel C14.1.

Tabel C14.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Jayapura	PLTD	BBM	PLN	96	69	66
2	Genyem	PLTD	BBM	PLN	5	3	1
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	8	5	5
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	29	22	19
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	18	11	11
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	11	7	5
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	20	16	15
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	19	13	12
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	14	10	7
TOTAL					**219**	**155**	**141**

C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata diatas 7% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 78%. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Provinsi Papua .

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi lebih dari 50% terhadap total penjualan listrik pertahunnya. Mengingat kondisi pasokan listrik yang terbatas dan geografi yang cukup sulit sehingga saat ini kebutuhan energi listrik belum seluruhnya dapat dipenuhi.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, maka proyeksi kebutuhan listrik 2015–2024 diperlihatkan pada tabel C14.2.

Tabel C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak Netto (MW)	Pelanggan
2015	4,64	941	1.087	171	350.774
2016	4,87	1.011	1.175	183	380.001
2017	5,18	1.104	1.283	200	415.011
2018	5,33	1.202	1.400	217	451.369
2019	5,41	1.307	1.524	236	489.063
2020	5,25	1.417	1.643	255	527.964
2021	5,25	1.533	1.811	276	568.150
2022	5,25	1.655	1.944	297	609.583
2023	5,25	1.782	2.082	319	652.246
2024	5,25	1.917	2.227	343	696.139
Pertumbuhan (%)	5,17	8,2%	8,3%	8,0%	7,9%

C14.2 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer setempat serta sebaran penduduknya, adalah sebagai berikut.

Potensi Sumber Energi

Sumber energi primer di Provinsi Papua yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik terbatas pada sumber-sumber potensi tenaga air, namun kapasitasnya sangat besar dengan lokasi yang cukup jauh dari pusat beban. Berdasarkan hasil survei dan studi yang dilakukan oleh PLN Proyek Induk Sarana Fisik dan Penunjang, PLN Enjiniring dan PT Gama Epsilon selama periode 1996-2009, potensi tenaga air di Provinsi Papua yang terdata adalah sekitar 11.000 MW tersebar di 15 lokasi. Dari potensi-potensi tersebut yang sudah dilakukan studi kelayakan dan desain rinci adalah sebesar 26,6 MW, yaitu di Walesi, Kalibumi, Mariarotu dan Sanoba. Kurang maksimalnya pengembangan potensi tenaga air di provinsi Papua disebabkan oleh karena lokasi sumber energi berada jauh dari pusat beban, sehingga belum layak untuk dikembangkan secara besar-besaran.

Pengembangan Pembangkit

Seperti halnya didaerah lain, kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Jayapura masih belum tercukupi dengan baik dan masih menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU Holtekamp dan PLTA Genyem serta transmisi 70 kV terkait masih mengalami hambatan. Beban di sistem ini tumbuh

cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Jayapura akan dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 50 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2016 sudah bisa beroperasi.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di ibukota Kabupaten yaitu Timika, Serui, Nabire, Biak dan Merauke, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa sistem 20 kV lokasi tersebar menggantikan rencana PLTU skala kecil.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan beban periode 2015 – 2024, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 441 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada tabel C14.3. Selain itu terdapat potensi PLTM yang diharapkan dapat dikembangkan oleh swasta yaitu PLTM Rendani 2x0,65 MW di Kabupaten Yapen, PLTM Serambokan 118 kW dan PLTM Digoel 1,1 MW distrik Okaom di Kabupaten Pegunungan Bintang yang saat ini dalam tahap studi kelayakan serta potensi PLTS yang akan dikembangkan oleh swasta sebesar 13,5 MWp.

Tabel C14.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Jayapura (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2015
2	Orya (Genyem)	PLTA	PLN	2x10	2015
3	Timika	PLTU	PLN	2x7	2016
4	*Mobile PP* (Jayapura)	PLTMG	PLN	50	2016
5	PLTM Tersebar Papua	PLTM	PLN	3,9	2017
6	Timika	PLTU	PLN	2x7	2017
7	Timika	PLTMG	PLN	10	2017
8	Merauke	PLTMG	PLN	20	2017
9	Serui	PLTMG	PLN	10	2017
10	Nabire	PLTMG	PLN	20	2017
11	Biak	PLTMG	PLN	15	2017
12	PLTM Tersebar Papua	PLTM	PLN	5,2	2018
13	Jayapura *Peaker*	PLTMG	PLN	40	2018
14	Baliem	PLTA	PLN	20	2023
15	Baliem	PLTA	PLN	30	2024
16	Biak	PLTU	Swasta	2x7	2018
17	Nabire - Kalibobo	PLTU	Swasta	2x7	2018
18	Walesi Blok II	PLTM	Swasta	6x1	2018
19	Merauke	PLT Biomassa	Swasta	10	2019
20	Jayapura - Skouw	PLTU	Swasta	2x15	2019
21	Serui	PLTMG	*Unallocated*	5	2020
22	Orya 2	PLTA	*Unallocated*	10	2021
23	Merauke	PLTMG	*Unallocated*	10	2021
24	Jayapura 2	PLTU	*Unallocated*	2x25	2022/23
	JUMLAH			441	

Sebagaimana dapat dilihat pada tabel C14.3, di Provinsi Papua akan dibangun PLTA Baliem secara bertahap. PLTA ini dimaksudkan untuk mempercepat pemerataan tersedianya pasokan listrik yang cukup khususnya di sekitar Wamena. Listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke tujuh ibukota Kabupaten di sekitar Wamena menggunakan transmisi 150 kV. Selain itu PLN siap membeli kelebihan tenaga listrik di Timika dari rencana pengembangan PLTA Urumuka oleh pihak swasta.

Khusus untuk kelistrikan di daerah *isolated* yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, dalam jangka pendek akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Seiring dengan pengembangan PLTA yang berlokasi jauh dari pusat beban dan pengembangan PLTU batubara skala kecil tersebar di beberapa lokasi, direncanakan akan dibangun transmisi 70 kV sepanjang 304 kms dan 150 kV sepanjang 582 kms untuk menyalurkan energi listrik ke pusat beban. Mengingat potensi PLTA Baliem sangat besar dan daya yang dibangkitkan akan disalurkan ke tempat yang cukup jauh, maka sistem yang dikembangkan di Wamena menggunakan tegangan 150 kV. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US$ 128 juta, seperti ditampilkan dalam tabel C14.4.

Tabel C14.4 Pembangunan SUTT 70 kV dan 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Holtekamp	GI Jayapura (Skyland)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2015
2	GI Jayapura (Skyland)	GI Sentani	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2015
3	PLTA Genyem	GI Sentani	70 kV	2 cct, 1 HAWK	160	2015
4	PLTU Timika	GI Timika	70 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2016
5	PLTA Baliem	GI Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	50	2023
6	GI Wamena	GI Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	122	2023
7	GI Wamena	GI Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	150	2023
8	GI Karubaga	GI Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	130	2023
9	GI Mulia	GI Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	80	2023
10	PLTA Baliem	GI Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	50	2023
					886	

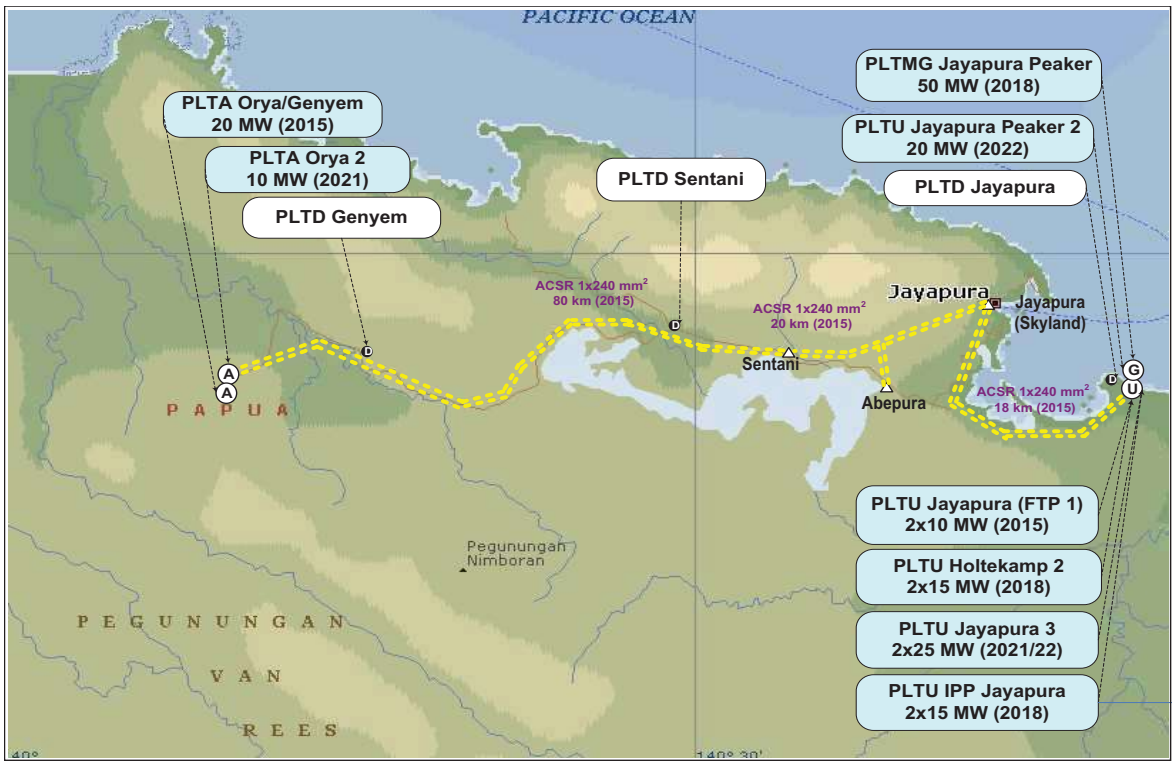
Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Total kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2015 sampai dengan 2024 adalah 510 MVA seperti pada tabel

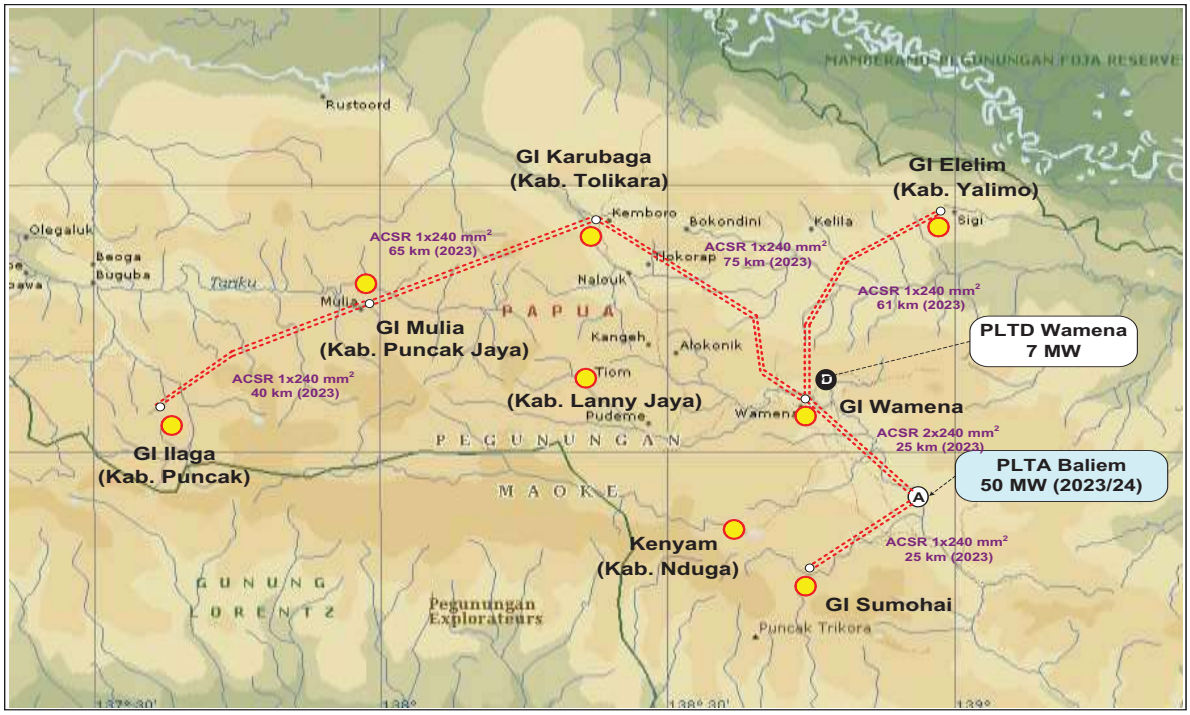
C14.5. Dana yang dibutuhkan sekitar US$ 33 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti pada tabel C14.5.

Tabel C14.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Skyland	70/20 kV	*New*	20	2015
2	Sentani/Waena	70/20 kV	*New*	20	2015
3	Timika	70/20 kV	*New*	30	2017
4	Skyland	70/20 kV	*Extension*	60	2017
5	Sentani/Waena	70/20 kV	*Extension*	60	2017
6	Sentani/Waena	70/20 kV	*Extension*	60	2019
7	Abepura	70/20 kV	*New*	60	2019
8	Skyland	70/20 kV	*Extension*	60	2021
9	Sentani/Waena	70/20 kV	*Extension*	60	2021
10	Wamena	150/20 kV	*New*	30	2023
11	Sumohai	150/20 kV	*New*	10	2023
12	Karubaga	150/20 kV	*New*	10	2023
13	Elelim	150/20 kV	*New*	10	2023
14	Mulia	150/20 kV	*New*	10	2023
15	Ilaga	150/20 kV	*New*	10	2023
				510	



Gambar C14.2 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 70 kV Jayapura



Gambar C14.3 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 150 kV Wamena

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 382 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau di dekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015–2024 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.504 kms JTM, sekitar 1.910 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 298 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel C14.6.

Tabel C14.6 Rincian Pengembangan Distribusi

	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	228	180	31	36.626
2016	226	157	28	29.227
2017	238	185	30	35.010
2018	247	183	31	36.358
2019	255	189	32	37.694
2020	262	194	32	38.900
2021	270	199	29	40.186
2022	264	204	29	41.433
2023	259	208	28	42.664
2024	256	211	28	43.892
2015-2025	2.504	1.910	298	381.991

C14.3 Sistem Kelistrikan di Daerah Perbatasan Papua – PNG

Provinsi Papua mempunyai wilayah yang sangat luas, dengan kerapatan penduduk yang sangat rendah dan kondisi alam yang sangat berat. Sarana infrastruktur antar daerah masih sangat terbatas dan menjadi tantangan untuk melaksanakan elektrifikasi. Sepanjang perbatasan antara wilayah Republik Indonesia dan Papua Nugini (PNG) pada umumnya didiami masyarakat asli Papua dengan tingkat penyebaran yang tidak merata, hidup berkelompok dan berpindah-pindah serta berpeluang terjadi migrasi lintas batas. Kelompok suku yang mendiami sepanjang daerah perbatasan ini beragam, ada sekitar 255 suku dengan bahasa masing-masing suku berbeda. Daerah perbatasan RI-PNG terdiri dari Kabupaten Jayapura, Keerom, Merauke dan kabupaten-kabupaten baru hasil pemekaran. Akses mencapai ibu kota kabupaten menggunakan pesawat perintis yang beroperasi berkat bantuan/subsidi dari pemerintah daerah. Kebutuhan listrik untuk kabupaten tersebut sebagian dipasok oleh pemerintah daerah dan sebagian dipasok oleh PLN.

Elektrifikasi wilayah perbatasan direncanakan dengan membangun pembangkit yang memanfaatkan potensi energi terbarukan setempat, dengan membangun PLTM serta potensi tenaga surya (PLTS). Sehubungan kondisi demografi yang tersebar dan jumlah penduduk yang relatif sedikit, maka sistem kelistrikan yang diperlukan cukup dengan sistem *isolated*.

C14.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2022 adalah seperti dalam tabel C14.7.

Tabel C14.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	941	1.087	171	40	40	244	94
2016	1.011	1.175	183	64	0	60	88
2017	1.104	1.283	200	78	150	0	121
2018	1.202	1.400	217	94	0	0	150
2019	1.307	1.524	236	40	120	0	84
2020	1.417	1.643	255	5	0	0	31
2021	1.533	1.811	276	20	120	0	48
2022	1.655	1.944	297	25	0	0	66
2023	1.782	2.082	319	45	80	582	110
2024	1.917	2.227	343	30	0	0	66
Jumlah				441	510	886	972

LAMPIRAN C.15

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

C15.1 Kondisi kelistrikan saat ini

Provinsi Papua Barat terdiri dari 10 Kabupaten dan 1 Kotamadya dengan sistem kelistrikan masih *isolated*, terdiri dari 6 sistem 20 kV yang berbeban diatas 1 MW yaitu sistem Sorong, Fakfak, Manokwari, Kaimana, Teminabuan dan Bintuni. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan *isolated* dengan beban puncak kurang dari 1 MW yaitu listrik perdesaan tersebar di 48 lokasi.

Beban puncak total (*non coincident*) seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sekitar 67 MW, dipasok dari pembangkit-pembangkit jenis PLTD, PLTM, PLTS dan dari *excess power* PLTMG/PLTG, yang terhubung langsung melalui jaringan tegangan menengah 20 kV. Sistem kelistrikan Sorong merupakan sistem terbesar di Provinsi Papua Barat dengan beban sekitar 34 MW.

Peta sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada gambar C15.1.

Gambar C15.1 Peta Sistem Kelistrikan Papua Barat

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat posisi s/d September 2014 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C15.1.

Tabel C15.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sorong	PLTD, PLTG	BBM, Gas	PLN, Swasta	48	43	34
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	7	6	4
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	4	2	1
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	5	3	3
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	24	16	16
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	3	2	2
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	12	8	6
TOTAL					**104**	**81**	**67**

C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata sekitar 9.1% per tahun. Sektor pertanian, pertambangan dan penggalian, industri pegolahan, serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan mencapai hampir 74%. Kondisi ekonomi yang membaik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Papua Barat.

Penjualan energi listrik PLN pada lima tahun terakhir adalah sebesar rata-rata 260 GWh pertahun. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN selama lima tahun terakhir, dan dengan memperhatikan pertumbuhan penduduk, proyeksi pertumbuhan ekonomi regional serta peningkatan elektrifikasi, kebutuhan listrik periode tahun 2015–2024 diberikan pada tabel C15.2.

Tabel C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	9,81	399	444	76	189.930
2016	10,30	439	487	84	197.284
2017	10,94	486	538	92	205.117
2018	11,26	539	595	102	213.414
2019	11,42	598	661	113	222.174
2020	11,10	662	735	125	231.302
2021	11,10	734	817	138	240.912
2022	11,10	812	902	152	251.016
2023	11,10	899	995	168	261.745
2024	11,10	996	1.098	186	273.056
Pertumbuhan (%)	10,92	10,7%	10,6%	10,4%	4,1%

C15.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan yaitu pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Papua Barat dilakukan dengan memperhatikan kebutuhan dan potensi energi primer serta sebaran penduduk setempat, sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Papua Barat memiliki potensi energi primer yang cukup besar. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Papua Barat, di provinsi ini terdapat potensi batubara sebesar 151 juta ton, gas alam 24 TSCF, potensi minyak bumi 121 MMSTB dan potensi tenaga air yang tersebar dibeberapa lokasi. Sumber energi primer yang sudah dikembangkan untuk dimanfaatkan menjadi energi listrik adalah energi air sebesar 2 MW di sistem Fakfak dan gas alam melalui pembelian *excess power* sebesar 15 MW di Sorong. Selain itu, potensi gas juga terdapat di pulau Salawati yang tidak jauh dari Sorong.

Di Kabupaten Teluk Bintuni juga terdapat potensi gas alam yang sangat besar dan baru 5 MW yang dimanfaatkan untuk kelistrikan melalui *excess power* dari LNG Tangguh ke beban di Kabupaten Teluk Bintuni. Untuk pemanfaatan kelistrikan dengan kapasitas yang lebih besar, diperkirakan baru bisa terlaksana mulai tahun 2018 setelah proyek baru Train 3 dan 4 LNG Tangguh siap beroperasi.

Pengembangan Pembangkit

Kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu di Manokwari masih belum tercukupi dengan baik dan menggunakan PLTD HSD sebagai sumber utamanya. Proyek PLTU skala kecil dan transmisi 70 kV terkait serta proyek PLTM masih mengalami hambatan. Beban di sistem ini tumbuh cukup tinggi, sedangkan proyek pembangkit baru belum ada yang berjalan sehingga diperkirakan hingga tiga tahun kedepan kondisi sistem masih akan defisit.

Untuk mengatasi kondisi jangka pendek tersebut, di sistem Manokwari akan dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Selain itu, untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di ibukota Kabupaten yaitu Fak-Fak dan Bintuni, akan dibangun beberapa PLTMG *dual fuel* (gas dan HSD).

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2024, direncanakan akan dibangun PLTU batubara, PLTMG, PLTA dan PLTM dengan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 166 MW dengan perincian seperti pada tabel C15.3.

Tabel C15.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	*Mobile PP* (Manokwari)	PLTMG	PLN	20	2016
2	Kombemur	PLTM	PLN	2x3,3	2017
3	Fak-Fak	PLTMG	PLN	10	2017
4	Waigo	PLTM	PLN	1	2018
5	Bintuni	PLTMG	PLN	10	2018
6	Ransiki	PLTM	PLN	2,4	2018
7	Warsamson	PLTA	PLN	3x15,5	2021/22
8	Klalin	PLTU	Swasta	2x15	2018
9	Andai	PLTU	Swasta	2x7	2018
10	Manokwari 2	PLTMG	*Unallocated*	20	2021
11	Fak-Fak	PLTMG	*Unallocated*	5	2021
	JUMLAH			166	

Untuk pengembangan pembangkit listrik dengan kapasitas yang lebih besar berbahan bakar gas/LNG, akan disiapkan setelah PLN mendapatkan kepastian alokasi gas/LNG Teluk Bintuni.

Sedangkan untuk memperkuat pasokan dari pembangkit non-BBM sistem kelistrikan kota Sorong dan sekitarnya, akan dilakukan pembelian kelebihan listrik (*excess power*) dari Powergen sebesar 15 MW serta pembangunan PLTS 6 MWp yang akan dikembangkan oleh swasta. Sedangkan untuk gas yang ada di pulau Salawati, juga akan dimanfaatkan sebagai bahan bakar pembangkit listrik (PLTMG) dan energinya akan disalurkan melalui jaringan 20 kV termasuk kabel laut untuk melayani beban di daerah Sorong daratan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU, PLTMG dan PLTA serta untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban, direncanakan pengembangan transmisi (SUTT) 150 kV sepanjang 100 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 14 juta sebagaimana diberikan pada tabel C15.4.

Selain itu, untuk pengembangan transmisi dan gardu induk didaerah lainnya, akan disiapkan setelah ada kepastian pengembangan pembangkit (PLTG/MG) berbahan bakar gas/LNG dari BP Tangguh.

Tabel C15.4 Pembangunan SUTT 150 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Sorong	GI Sorong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2017
2	PLTU Manokwari	GI Manokwari	150 kV	2 cct, 1 HAWK	0	2017
3	PLTA Warsamson	GI Sorong	150 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2020
Jumlah					100	

Gambar C15.2 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Papua Barat

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong yaitu untuk menyalurkan tenaga listrik ke pusat beban. Sampai dengan tahun 2024, kapasitas trafo GI yang akan dibangun adalah 150 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 9 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit sebagaimana pada tabel C15.5.

Tabel C15.5 Pengembangan GI

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Sorong	150/20 kV	*New*	60	2017
2	Manokwari	150/20 kV	*New*	30	2017
3	Sorong	150/20 kV	*Extension*	60	2020
				150	

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 85 ribu sambungan sampai dengan tahun 2024, termasuk untuk melayani listrik perdesaan. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau di dekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomian.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2015–2024 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.171 kms JTM, sekitar 895 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 172 MVA, secara rinci ditampilkan pada tabel C14.6.

Tabel C15.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	97	76	16	2.271
2016	98	68	15	7.354
2017	105	81	16	7.832
2018	111	82	17	8.298
2019	117	86	18	8.759
2020	123	91	19	9.129
2021	129	95	17	9.610
2022	129	100	18	10.103
2023	130	105	18	10.729
2024	133	110	18	11.311
2015-2024	1.171	895	172	85.397

C15.4 Sistem Kelistrikan Sorong

Sebagai kota terbesar di Papua Barat, tingkat pertumbuhan ekonomi kota Sorong lebih tinggi dibandingkan daerah lain di provinsi ini. Hal ini selaras dengan pemakaian listrik beberapa tahun terakhir tumbuh sangat tinggi. Untuk memenuhi

kebutuhan tersebut, selain akan dipenuhi dari PLTU batubara yang sedang dalam tahap pembangunan dan dari rencana PLTA, PLN akan mengadakan pembelian listrik dari investor yang akan membangun PLTMG di pulau Salawati. Selanjutnya listrik tersebut akan disalurkan melalui jaringan 20 kV SUTM dan kabel laut ke darat Sorong dan diinterkoneksikan dengan jaringan eksisting.

C15. 5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 diperlihatkan pada tabel C15.7.

Tabel C15.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	399	444	76	0	0	0	43
2016	439	487	84	20	0	0	33
2017	486	538	92	17	90	60	39
2018	539	595	102	57	0	0	113
2019	598	661	113	0	0	0	10
2020	662	735	125	0	60	40	13
2021	734	817	138	56	0	0	77
2022	812	902	152	16	0	0	34
2023	899	995	168	0	0	0	95
2024	996	1.098	186	0	0	0	11
Jumlah				166	150	100	467

LAMPIRAN C.16

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

C16.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi NTB terdiri atas satu sistem besar 150 kV dan dua sistem menengah 20 kV serta ada beberapa sistem kecil terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil sebagian besar dipasok dari PLTD dan sebagian kecil PLMH. Sistem-sistem tersebut adalah:

- Sistem 150 kV Lombok membentang dari Mataram sampai Lombok Timur melayani kota Mataram, kabupaten Lombok Barat, kabupaten Lombok Tengah, kabupaten Lombok Timur dan kabupaten Lombok Utara.
- Sistem Sumbawa meliputi kota Sumbawa Besar dan kabupaten Sumbawa Barat.
- Sistem Bima meliputi kota Bima, kabupaten Bima dan kabupaten Dompu.

Sedangkan untuk sistem terisolasi terdapat di pulau-pulau kecil yang tersebar di seluruh wilayah NTB. Pulau-pulau kecil ini mempunyai pembangkit sendiri dan terhubung ke beban melalui jaringan 20 kV dan sebagian langsung ke jaringan 220 Volt. Peta sistem kelistrikan di provinsi NTB untuk ketiga sistem tersebut ditunjukkan pada Gambar C16.1. Sistem kelistrikan di tiga pulau (Tiga Gili) yaitu Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut ke Sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 19 September 2012. Saat ini PLTD Tiga Gili dalam kondisi stand by dan daya di Tiga Gili dipasok dari Sistem Lombok.

Gambar C16.1 Peta Kelistrikan Provinsi NTB

Beban puncak gabungan *non coincident* Provinsi NTB sampai dengan Triwulan III tahun 2014 sebesar 265 MW. Total kapasitas terpasang sistem ini adalah 388 MW dan total daya mampu 275 MW. Sebagian besar produksi tenaga listrik di Provinsi NTB adalah dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi sangat tinggi.

Daya mampu ketiga sistem tersebut sekitar 78% dari daya terpasang dan beban puncak sekitar 83% dari daya mampu. Rincian komposisi kapasitas pembangkit per sistem ditunjukkan dalam tabel C16.1.

Tabel C16.1 Komposisi Kapasitas Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	**Sistem Interkoneksi**						
	1. Lombok	PLTU/D/M	Batubara/BBM/Air	PLN/IPP	269,56	190,10	187,76
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	56,07	39,49	36,61
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	59,35	43,82	38,20
2	**Sistem Terisolasi**						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0,08	0,07	0,07
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0,08	0,06	0,03
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0,37	0,21	0,18
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0,21	0,11	0,11
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0,13	0,12	0,10
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	1,35	0,90	0,74
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0,51	0,23	0,20
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	PLN	0,22	0,16	0,05
	2. Nggelu	PLTD	BBM	PLN	0,07	0,06	0,03
	3. Pekat	PLTD	BBM	PLN	0,62	0,51	1,07
	Total				388,6	275,8	265,1

C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTB cukup baik dan dalam tiga tahun terakhir tumbuh rata-rata diatas 5% pertahun (di luar sektor pertambangan). Sektor pertanian, sektor pertambangan, sektor perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa berkontribusi sebesar 67% terhadap PDRB total Provinsi NTB pada tahun 2012 dan diproyeksikan akan tumbuh positif. Sesuai dengan MP3EI dan kondisi alamnya, Lombok akan kembangkan menjadi salah satu pusat tujuan wisata internasional selain Bali. Di Lombok Selatan akan dibentuk kawasan ekonomi khusus (KEK) untuk daerah wisata antara lain KEK Mandalika Resort. Dengan

demikian, ekonomi NTB kedepan diharapkan akan tumbuh lebih tinggi lagi dan pada gilirannya kebutuhan listrik juga akan tumbuh pesat.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 13% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga disusul sektor bisnis. Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi setempat, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2015–2024 diperlihatkan pada tabel C16.2.

Tabel C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	7,01	1.438	1.685	277	1.075.400
2016	7,01	1.594	1.877	307	1.154.667
2017	7,01	1.759	2.021	339	1.221.343
2018	7,01	1.939	2.298	373	1.289.012
2019	7,01	2.132	2.504	410	1.357.616
2020	7,01	2.340	2.831	450	1.427.091
2021	7,01	2.565	3.079	494	1.497.374
2022	7,01	2.803	3.351	539	1.534.583
2023	7,01	3.046	3.610	586	1.552.294
2024	7,01	3.307	3.889	636	1.569.656
Pertumbuhan (%)	7,01	9,7%	9,8%	9,7%	4,3%

C16.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut diatas, direncanakan pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi dengan mempertimbangkan potensi energi primer setempat.

Potensi Energi Primer

Sumber energi primer yang banyak tersedia di Provinsi Nusa Tenggara Barat (NTB) adalah potensi panas bumi dan tenaga air, diperkirakan mencapai 231 MW sebagaimana ditunjukkan pada tabel C16.3. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dan lain-lain. Sesuai dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 17 Tahun 2013 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik dan Keputusan Direktur Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi Nomor 979.K/29/DJE/2013 tentang Kuota Kapasitas dan Lokasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik Tahun 2013, Provinsi NTB mendapat

kuota PLTS IPP sebesar maksimal 17 MW dengan perincian 10 MW di Sistem Lombok, 3 MW di Sistem Sumbawa dan 4 MW di Sistem Bima.

Tabel C16.3 Daftar Potensi Energi Primer

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan Yg Sudah Dicapai
I	Air			
	Kokok Babak	Lombok	2,30	Proses Pengadaan (IPP)
	Sedau Kumbi	Lombok	1,30	Proses Pengadaan (IPP)
	Lingsar	Lombok	3,20	Studi Kelayakan (IPP)
	Pringgarata	Lombok	0,30	Studi Kelayakan (IPP)
	Batu Bedil	Lombok	0,50	Studi Kelayakan (IPP)
	Karang Bayan	Lombok	1,30	Studi Kelayakan (IPP)
	Nirbaya	Lombok	0,70	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Beh	Sumbawa	18,00	Studi Kelayakan (PLN)
	Bintang Bano	Sumbawa	8,00	Proses Pengadaan (IPP)
	Brang Rhea	Sumbawa	6,34	Studi Kelayakan (IPP)
II	Panas Bumi			
	Sembalun	Lombok	100,00	Hasil Studi *Geo Sains* & Pemboran *Thermal Gradient*
	Maronge	Sumbawa	6,00	Identifikasi Lokasi
III	Biomassa			
	Dompu	Bima	1,20	Studi Kelayakan (IPP)

Sumber: Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi NTB

Pengembangan Pembangkit

Kapasitas pembangkit yang direncanakan di Provini NTB sampai dengan tahun 2024 adalah 953 MW sebagaimana terdapat pada tabel C16.4. Sebagian besar pembangkit yang akan dibangun adalah PLTU batubara. Untuk meminimalkan penggunaan BBM terutama waktu beban puncak, direncanakan akan dibangun PLTG/MG/GU dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk CNG (*compressed natural gas*).

Sebagaimana diketahui, sistem Lombok saat ini dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup dan bahkan seringkali mengalami defisit. Adanya penambahan beban yang terus meningkat dan rencana COD beberapa proyek pembangkit non-BBM mundur dari jadwal, maka dalam dua hingga tiga tahun kedepan sistem Lombok diperkirakan masih akan defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Lombok akan dipasang *mobile power plant* (MPP) 50 MW dengan teknologi *dual fuel* (HSD dan Gas) dan diharapkan tahun 2016 sudah bisa beroperasi.

Tabel C16.4 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	Bima (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2015
2	Lombok (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2015/16
3	Sumbawa Barat	PLTU	PLN	2x7	2015/16
4	*Mobile PP* Lombok (Ampenan)	PLTG/MG	PLN	50	2016
5	Lombok *Peaker*	PLTGU	PLN	150	2017
6	Sumbawa	PLTMG	PLN	50	2017
7	Bima	PLTMG	PLN	50	2017
8	Lombok (FTP 2)	PLTU	PLN	2x50	2018/19
9	Lombok 2	PLTU	PLN	100	2019/20
10	Sembalun (FTP2)	PLTP	PLN	20	2021
11	Lombok	PLTU Sewa	Sewa	50	2018
12	Segara 1	PLTM	Swasta	1,5	2015
13	Lombok Timur	PLTU	Swasta	2x25	2017
14	PLTM Tersebar NTB	PLTM	Swasta	18,7	2018/19
15	Brang Beh 1	PLTA	*Unallocated*	12	2020
16	Brang Beh 2	PLTA	*Unallocated*	6	2021
17	Lombok *Peaker* 2	PLTG/MG/GU	*Unallocated*	60	2022
18	Bima 2	PLTU	*Unallocated*	2x25	2021/22
19	Sumbawa 2	PLTU	*Unallocated*	2x25	2023/24
20	Lombok 3	PLTU	*Unallocated*	2x50	2023/24
21	Hu'u (FTP 2)	PLTU	*Unallocated*	2x10	2024
	JUMLAH			1022	

Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk

Pembangunan Transmisi

Pembangunan pembangkit PLTU batubara, PLTG/GU/MG, panas bumi di beberapa lokasi akan diikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan pada tabel C16.5.

Selama periode 2015 - 2024 akan dibangun transmisi 150 kV di Sistem Lombok dan transmisi 70 kV di pulau Sumbawa meliputi Sistem Sumbawa dan Sistem Bima. Untuk menghubungkan sistem 70 kV Sumbawa dengan Sistem 70 kV Bima yang berjarak sekitar 140 km, akan dibangun transmisi interkoneksi 150 kV. Selain itu, untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban di sistem 70 kV Sumbawa dan Bima, akan dibangun transmisi 150 kV. Dalam jangka panjang, yang akan dikembangkan di Pulau Sumbawa adalah sistem 150 kV. Panjang keseluruhan

transmisi yang akan dibangun sekitar 1.123 kms dengan kebutuhan anggaran sekitar US$ 157 juta.

Tabel C16.5 Pembangunan transmisi 150 kV dan 70 kV

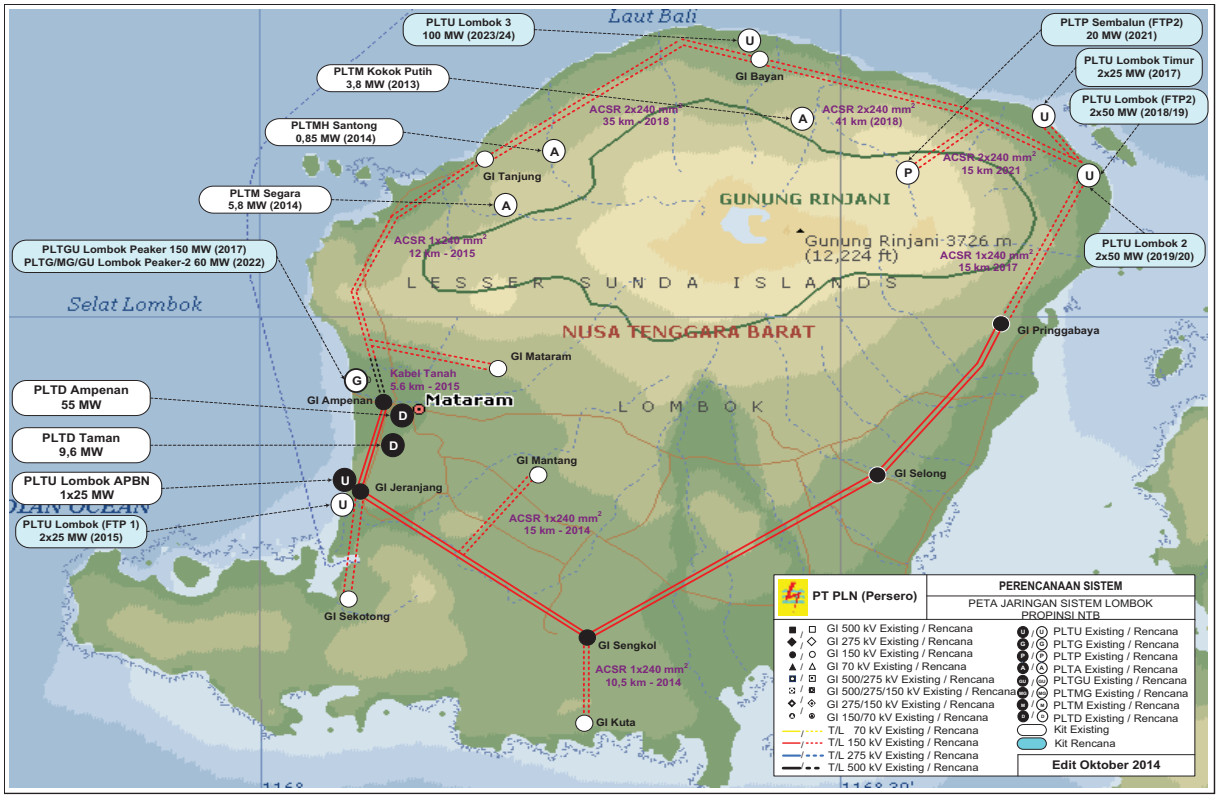
No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	PLTU Bima (FTP1)	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2015
2	GI Bima	GI Dompu	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	48	2015
3	Meninting	GI Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	24	2015
4	GI Alas/Tano	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	120	2015
5	GI Taliwang	GI Alas/Tano	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2015
6	PLTU Sumbawa Barat	GI Taliwang	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	10	2015
7	GI Ampenan	Meninting	150 kV	Kabel Tanah	11	2016
8	PLTU Lombok (FTP 2)	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2016
9	PLTU Sumbawa	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2017
10	PLTU Lombok Timur	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017
11	GI Sape	GI Bima	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2017
12	GI Mataram	*Incomer 1 phi* (Ampenan-Tanjung)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017
13	GI Dompu	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 1 HAWK	284	2017
14	Jeranjang	Sekotong	150 kV	2 cct, 1 Zebra	30	2017
15	GI Tanjung	GI Bayan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	70	2017
16	GI Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	82	2017
17	Taliwang	Maluk	70 kV	2 cct 1 HAWK	40	2018
18	PLTA Brang Beh	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct 1 HAWK	90	2020
19	PLTU Lombok 2	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	16	2020
20	PLTP Sembalun	*Incomer 1 phi* Bayan-PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2021
21	PLTU Lombok 3	Bayan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	30	2022
Jumlah					**1.123**	

Pembangunan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan proyeksi kebutuhan listrik dan penambahan pelanggan baru, akan dibangun GI 150/20 kV dan GI 70/20 kV serta IBT 150/70 kV untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke beban. Selain itu direncanakan juga perluasan GI untuk meningkatkan kapasitas dan keandalannya dengan menambah trafo di beberapa GI. Jumlah kapasitas trafo GI yang akan dibangun selama kurun waktu 2015 - 2024 adalah 1000 MVA dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 77 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI Pembangkit. Rincian rencana pembangunan dan perluasan GI diperlihatkan pada tabel C16.6.

Tabel C16.6 Pembangunan Gardu Induk

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	*New*	30	2015
2	Pringgabaya	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2015
3	Dompu	70/20 kV	*New*	20	2015
4	Bonto	70/20 kV	*New*	10	2015
5	Bima	70/20 kV	*New*	20	2015
6	Woha	70/20 kV	*New*	20	2015
7	Taliwang	70/20 kV	*New*	30	2015
8	Sengkol	150/20 kV	*Extension*	30	2015
9	Sape	150/20 kV	*New*	20	2015
10	Alas/Tano	70/20 kV	*New*	20	2016
11	Bima	70/20 kV	*Extension*	20	2016
12	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2016
13	Mantang	150/20 kV	*Extension*	30	2016
14	Labuhan/Sumbawa	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2016
15	Dompu	150 kV	*Ext LB*	2 LB	2016
16	Dompu	70/20 kV	*Extension*	20	2016
17	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	*New*	20	2016
18	Empang	150/20 kV	*New*	20	2016
19	Mataram	150/20 kV	*New*	60	2016
20	Dompu (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2016
21	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	*Extension*	30	2017
22	Selong	150/20 kV	*Extension*	60	2017
23	Sekotong	150/20 kV	*New*	20	2017
24	Pringgabaya	150/20 kV	*Extension*	60	2017
25	Bayan	150/20 kV	*New*	30	2017
26	Maluk	70/20 kV	*New*	20	2018
27	Woha	70/20 kV	*Extension*	20	2018
28	Alas/Tano	70/20 kV	*Extension*	20	2018
29	Ampenan	150/70 kV	*Extension*	60	2019
30	Empang	150/20 kV	*Extension*	20	2019
31	Kuta	150/20 kV	*Extension*	30	2020
32	Bima	70/20 kV	*Extension*	20	2020
33	Mantang	150/20 kV	*Extension*	30	2020
34	Sengkol	150/20 kV	*Extension*	30	2020
35	Tanjung	150/20 kV	*Extension*	30	2022
36	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	*Extension*	30	2022
Jumlah				**1000**	



Gambar C16.2 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Lombok

Gambar C16.3 Peta rencana pengembangan sistem 150 kV dan 70 kV di pulau Sumbawa

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik di provinsi ini, direncanakan tambahan sambungan baru sampai dengan tahun 2024 sekitar 584 ribu pelanggan. Tambahan sambungan ini juga untuk meningkatkan rasio elektrifikasi. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan tegangan menengah 5.453 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 4.398 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 613 MVA, seperti dalam tabel C16.7.

Tabel C16.7 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	568	468	57	90.046
2016	600	481	59	79.267
2017	601	497	62	66.676
2018	630	508	64	67.669
2019	576	486	63	68.604
2020	602	497	65	69.475
2021	468	365	57	70.282
2022	474	367	60	37.209
2023	469	365	62	17.712
2024	465	363	65	17.361
2015-2024	5.453	4.398	613	584.302

C16.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2024 diberikan pada tabel C16.8.

Tabel C16.8 Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	1.438	1.685	277	54	180	262	168
2016	1.594	1.877	307	82	310	11	162
2017	1.759	2.021	339	300	200	454	424
2018	1.939	2.298	373	104	60	230	155
2019	2.132	2.504	410	115	80	0	219
2020	2.340	2.831	450	62	110	106	144
2021	2.565	3.079	494	51	0	30	109
2022	2.803	3.351	539	85	60	30	116
2023	3.046	3.610	586	75	0	0	140
2024	3.307	3.889	636	95	0	0	168
Jumlah				1.022	1.000	1.123	1.805

LAMPIRAN C.17

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

C17.1 Kondisi Saat Ini

Di Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) terdapat 59 pusat listrik PLN, melayani beban-beban tersebar di bebarapa pulau dari yang terbesar sampai pulau-pulau kecil, termasuk didaerah yang berbatasan dengan negara tetangga Timor Leste. Terdapat dua sistem kelistrikan yang cukup besar dengan level tegangan 70 kV dan mulai beroperasi tahun 2014, yaitu sistem Kupang dan sistem Ende. Kedua sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU dan beberapa PLTD. Sedangkan sistem-sistem yang lainnya beroperasi secara terpisah, dipasok dari PLTD dan sebagian dari PLTP serta PLTM, menggunakan tegangan menengah 20 kV. Bahkan ada beberapa sistem kecil dipasok dari PLTD langsung melayani beban pada tegangan 220 Volt. Sistem 70 kV Kupang melayani beban di kota Kupang dan di Kabupaten Kupang, dipasok dari PLTU Bolok 2x16,5 MW serta dari PLTD Tenau dan PLTD Kuanino. Sistem Ende, melayani beban di Kabupaten Ende, dipasok dari PLTU Ropa 2x7 MW dan PLTD Ende. Untuk melayani beban *isolated* yang masih kecil dan lokasinya sangat jauh dari perkotaan, dipasang PLTS komunal dan sebagian PLTS mandiri (*solar home system*).

Total beban puncak *non coincident* untuk sistem-sistem diatas 500 kW di Provinsi NTT pada bulan September tahun 2014 sekitar 158,7 MW.

Kebutuhan terbesar listrik di NTT adalah di Kupang sebagai ibu kota provinsi, yaitu mencapai 36%. Hampir semua pembangkit di NTT menggunakan PLTD sehingga biaya pokok produksi listrik sangat tinggi. Selain PLTD, terdapat tiga unit PLTM serta PLTP, rincian pembangkit terpasang di Provinsi NTT ditunjukkan pada tabel C17.1.

Tabel C17.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/Batubara	PLN	90,4	64,5	59,4
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,5	1,0
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	7,9	5,6	5,2
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	7,6	5,4	4,7
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	10,9	7,3	6,8
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	3,9	2,4	2,2
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	8,1	5,3	4,0
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	5,9	3,2	3,0
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	PLN	20,4	14,9	10,7
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	PLN	1,6	1,5	0,9
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,0	2,7
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	12,4	6,2	5,6
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	24,1	11,0	10,9
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	6,8	3,9	3,4
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	13,7	11,0	10,6
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	7,1	5,2	4,0
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	6,0	3,3	3,0
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	5,9	2,4	2,4
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	8,5	6,1	5,2
20	Sistem Waikabubak-Waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	9,6	7,9	5,1
21	Gab. *Isolated* Area Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	6,0	4,4	2,2
22	Gab. *Isolated* Area FBB	PLTD	BBM	PLN	7,1	4,7	3,2
23	Gab. *Isolated* Area FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	4,5	3,3	2,4
24	Gab. *Isolated* Area Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	PLN/IPP	1,0	0,9	0,4
	Total				**275,3**	**184,6**	**158,7**

C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata diatas 5,1% pertahun. Sektor industri pengolahan, perdagangan dan pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56% sedangan untuk sektor komunikasi, keuangan dan jasa berkontribusi sekitar 30%. Provinsi NTT mempunyai kekayaan alam yang cukup melimpah, salah satunya adalah adanya potensi kandungan tambang mangan yang cukup banyak terdapat di pulau Timor. Kedepan, tambang mangan ini akan diolah menjadi bahan setengah jadi dengan membangun industri *smelter*. Selain itu, sesuai MP3EI bahwa di NTT akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan nasional. Sektor pariwisata saat ini menjadi primadona untuk dikembangkan dengan ikon komodo sebagai *new seven wonder's* dan *spot diving* yaitu di pulau Alor, Rote dan Labuan Bajo. Perkembangan sektor wisata tersebut diharapkan akan meningkatkan pertumbuhan ekonomi setempat dengan adanya kunjungan wisatawan dan berkembangnya hotel berbintang, vila/*resort* dan losmen baru.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 13,6% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga (59%) disusul sektor komersil (27%), sektor public (12%) dan sisanya sektor Industri (2%). Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional NTT, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio elektrifikai, proyeksi kebutuhan listrik 2015–2024 diperlihatkan pada tabel C17.2.

Tabel C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	5,87	803	922	179	780.185
2016	6,16	876	1.018	195	836.935
2017	6,54	954	1.105	212	895.582
2018	6,73	1.039	1.209	231	956.245
2019	6,83	1.131	1.323	251	1.019.034
2020	6,64	1.229	1.432	273	1.084.082
2021	6,64	1.335	1.550	296	1.151.528
2022	6,64	1.448	1.694	321	1.221.491
2023	6,64	1.572	1.825	349	1.294.137
2024	6,64	1.705	1.968	378	1.369.616
Pertumbuhan (%)	6,53	8,7%	8,8%	8,7%	6,5%

C17.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik sebagaimana tersebut diatas, direncanakan akan dibangun pembangkit, transmisi dan jaringan distribusi, dengan memanfaatkan potensi energi setempat.

Potensi Energi Terbarukan

Provinsi NTT mempunyai potensi energi terbarukan yang tersebar di beberapa pulau. Berdasarkan informasi dari Dinas Pertambangan Provinsi NTT, potensi energi setempat yang siap dimanfaatkan adalah :

- Pulau Timor – Kupang, mempunyai potensi PLTB ± 2,02 MW dan PLTM ± 4,8 MW
- Pulau Flores, potensi PLTP ±115 MW, PLTA ± 23,22 MW, PLTB.
- Pulau Sumba, mempunyai potensi PLTM ± 12,40 MW, PLTBiomassa dan PLTB.
- Pulau Alor, mempunyai potensi PLTP ± 20 MW dan PLTM ± 28 kW
- Pulau Lembata, mempunyai potensi PLTP ± 5 MW
- Pulau Rote, mempunyai potensi PLTB

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2024 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi dengan total kapasitas mencapai 434 MW sebagaimana ditunjukkan pada tabel C17.3.

Untuk mengurangi penggunaan BBM terutama waktu beban puncak di sistem Kupang, akan dibangun PLTMG dengan bahan bakar gas alam yang disimpan dalam bentuk mini LNG/CNG. Kondisi yang sama juga akan diterapkan di sistem kelistrikan Flores dengan membangun beberapa PLTMG *dual fuel.*

Sistem kelistrikan Kupang saat ini masih dalam kondisi tanpa cadangan yang cukup, sedangkan beban terus tumbuh begitu tinggi. Sementara disisi lain, pelaksanaan proyek pembangkit dan transmisi masih banyak mengalami hambatan. Atas dasar kondisi tersebut, dalam dua sampai tiga tahun kedepan diperkirakan sistem Kupang pada saat-saat tertentu akan mengalami defisit. Untuk mengatasi kondisi tersebut, di sistem Kupang akan dibangun *mobile power plant* (MPP) kapasitas 30 MW dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas) dan diharapkan 2016 sudah bisa beroperasi.

Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Kapasitas total PLTP yang dapat dibangun sampai dengan tahun 2024 mencapai 70 MW. Diharapkan, di masa depan Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.

Dalam rangka menjamin ketersediaan pasokan listrik pada daerah-daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste), akan dipasang PLTD baru dengan kapasitas sesuai kebutuhan setempat. Penambahan kapasitas pembangkit PLTD didaerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik didaerah perbatasan dengan Timor Leste, tengah dilakukan kerjasama antara PLN dengan perusahaan listrik Timor Leste (EDTL). Pada tahap awal, jaringan distribusi PLN yang berada didaerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

Tabel C17.3 Rincian Rencana Pengembangan Pembangkit di NTT

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD
1	PLTM Tersebar NTT	PLTM	PLN	0,4	2015
2	*Mobile PP* (Kupang)	PLTMG	PLN	30	2016
3	*Mobile PP* (Flores)	PLTMG	PLN	20	2016
4	Rote Ndao	PLTU	PLN	2x3	2017
5	Alor	PLTU	PLN	2x3	2017
6	Maumere	PLTMG	PLN	40	2017
7	Kupang *Peaker*	PLTMG	PLN	40	2017
8	Atambua	PLTU	PLN	4x6	2018
9	Alor	PLTMG	PLN	10	2018
10	Waingapu	PLTMG	PLN	10	2018
11	Ulumbu 5	PLTP	PLN	2x2,5	2019
12	Ende (FTP1)	PLTU	PLN	1x7	2015
13	Kupang (FTP1)	PLTU	PLN	1x16,5	2015
14	Timor 1	PLTU	PLN	2x25	2018/19
15	PLTM Tersebar NTT	PLTM	Swasta	0,4	2015
16	Kupang	PLTU	Swasta	30	2016
17	PLTM Tersebar NTT	PLTM	Swasta	2,6	2017
18	Mataloko (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2019
19	Atadei (FTP 2)	PLTP	Swasta	2x2,5	2019
20	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	2x2,5	2020
21	Oka Ile Ange (FTP 2)	PLTP	Swasta	10	2021
22	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	5	2021
23	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	10	2022
24	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	10	2023
25	Wae Rancang I - Manggarai	PLTA	*Unallocated*	10	2020
26	Wae Rancang II - Manggarai	PLTA	*Unallocated*	6,5	2021
27	Ulumbu 6	PLTP	*Unallocated*	2x2,5	2021
28	Timor 2	PLTU	*Unallocated*	2x25	2022/23
	JUMLAH			434	

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan jaringan transmisi 70 kV di Provinsi NTT akan dilaksanakan di dua pulau besar yaitu pulau Flores dan pulau Timor sesuai prospek beban setempat, sebagaimana terdapat dalam gambar C17.1 dan C17.2. Sedangkan untuk pulau-pulau kecil lainnya direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV. Selaras dengan rencana pembangunan pembangkit PLTU, PLTP, PLTA dan PLTMG tersebar di pulau Flores dan pulau Timor, jaringan transmisi

70 kV dan 150 kV yang akan dibangun adalah 1.550 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 223 juta sesuai tabel C17.4.

Tabel C17.4 Pembangunan SUTT 70 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD
1	Maulafa	Naibonat	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	62	2015
2	Naibonat	Nonohonis/Soe	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	102	2015
3	Kefamenanu	Atambua	70 kV	2 cct, 1 HAWK	150	2015
4	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, 1 HAWK	36	2015
5	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2015
6	Kefamenanu	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, 1 HAWK	90	2015
7	Ropa	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2015
8	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2015
9	PLTP Ulumbu	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2015
10	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, 1 HAWK	170	2015
11	PLTMG Kupang *Peaker*	GI Maulafa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	60	2017
12	GI Oekatibi	*Incomer 1 phi* (Kupang Peaker-Maulafa)	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	50	2017
13	GI Naibonat	GI Oekatibi	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	24	2017
14	GI Maulafa	GI Kupang	70 kV	2 cct, 1 HAWK	10	2018
15	GI Tenau	*Incomer 1 phi* (Bolok-Maulafa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	10	2018
16	PLTP Mataloko	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2019
17	Maumere	Larantuka	70 kV	2 cct, 1 HAWK	200	2020
18	PLTA Wae Racang	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	66	2020
19	PLTP Sokoria	*Incomer 1 phi* (Ropa-Ende)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2020
Jumlah					**1.550**	

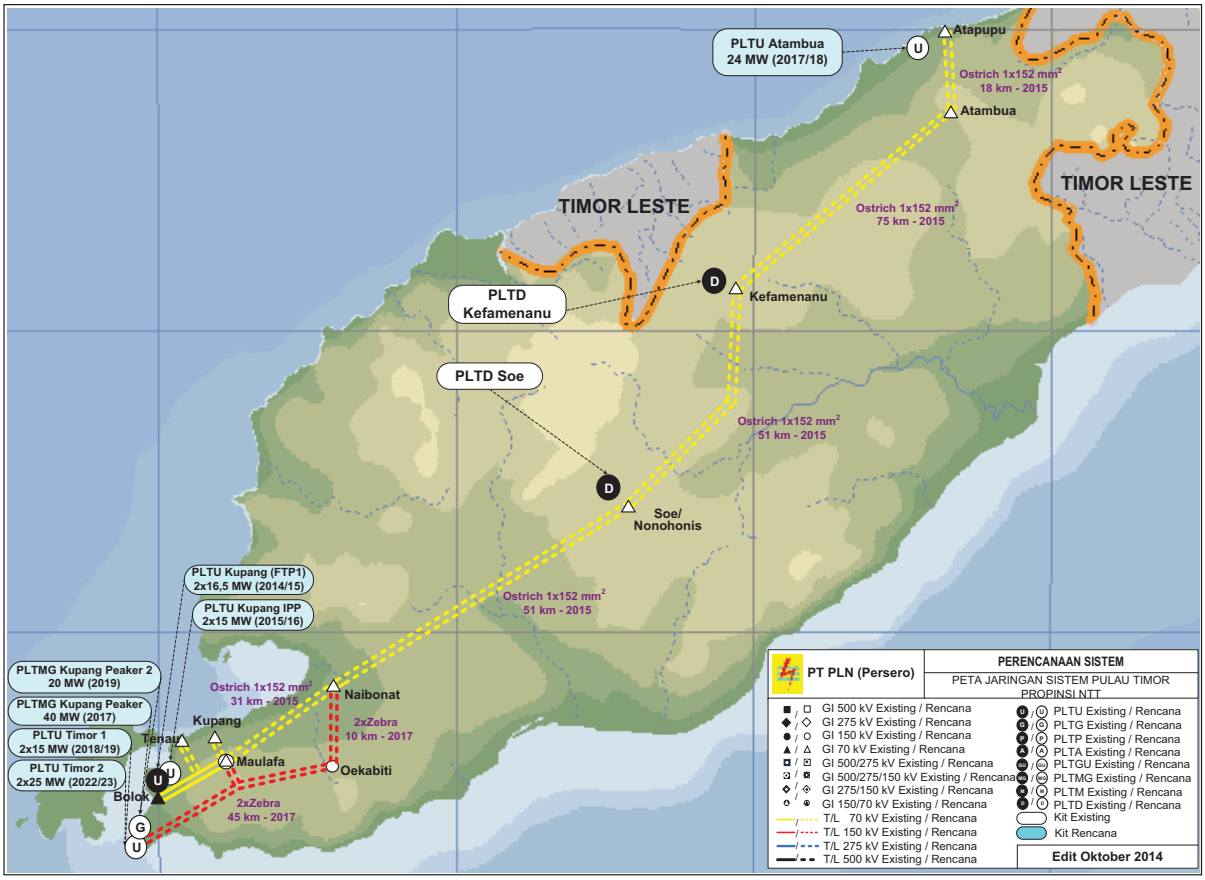
Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor dan pulau Flores Provinsi NTT sebagaimana gambar C17.1 dan C17.2.

Pengembangan GI

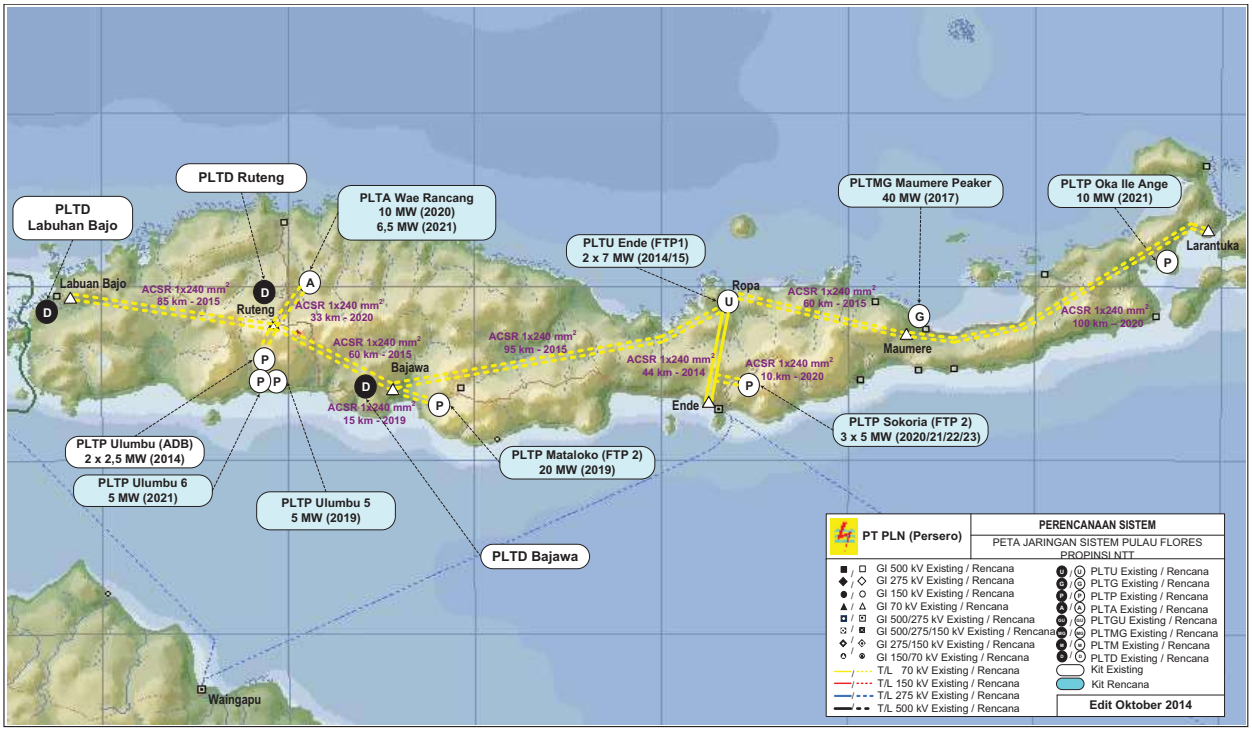
Seiring dengan rencana pembangunan PLTU dan PLTP serta jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke beban distribusi. Sampai dengan tahun 2024 direncanakan akan dibangun 13 gardu induk baru 70/20 kV dan 2 gardu induk 150/20 kV serta 1 IBT 150/70 kV tersebar di pulau Timor dan pulau Flores. Kapasitas total trafo GI mencapai 750 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 58 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana dalam tabel C17.5.

Tabel C17.5 Pengembangan GI 70 kV di NTT

No	Nama Gardu Induk	Tegangan	*New/ Extension*	Kap. (MVA)	COD
1	Maumere	70/20 kV	*New*	10	2015
2	Naibonat	70/20 kV	*New*	20	2015
3	Nonohonis	70/20 kV	*New*	20	2015
4	Kefamenanu	70/20 kV	*New*	20	2015
5	Kefamenanu	70/20 kV	*Extension*	2 LB	2015
6	Atambua	70/20 kV	*New*	20	2015
7	Atapupu	70/20 kV	*New*	10	2015
8	Labuan Bajo	70/20 kV	*New*	20	2015
9	Bajawa	70/20 kV	*New*	20	2015
10	Ruteng	70/20 kV	*New*	20	2015
11	Ulumbu	70/20 kV	*New*	20	2016
12	Maumere	70/20 kV	*Extension*	20	2016
13	Ende	70/20 kV	*Extension*	20	2016
14	Maulafa	70/20 kV	*Extension*	30	2016
15	Naibonat	70/20 kV	*Extension*	20	2016
16	Bolok	70/20 kV	*Extension*	20	2016
17	Maulafa	70/20 kV	*Extension*	30	2017
18	PLTMG Kupang *Peaker* /Penaf	150/20 kV	*New*	30	2017
19	Maulafa (IBT)	150/70 kV	*New*	60	2018
20	Tenau	70/20 kV	*New*	60	2018
21	Maulafa Baru	70/20 kV	*New*	60	2018
22	Atambua	70/20 kV	*Extension*	20	2019
23	Larantuka	70/20 kV	*New*	20	2019
24	Ropa	70/20 kV	*Extension*	20	2019
25	Ende	70/20 kV	*Extension*	20	2019
26	Oekatibi	150/20 kV	*New*	30	2020
27	Bajawa	70/20 kV	*Extension*	20	2020
28	Bolok	70/20 kV	*Extension*	20	2020
29	Maumere	70/20 kV	*Extension*	20	2020
30	Maulafa	70/20 kV	*Extension*	30	2021
31	Nonohonis	70/20 kV	*Extension*	20	2022
Jumlah				**750**	



Gambar C17.1 Peta rencana jaringan 70 kV pulau Timor



Gambar C17.2 Peta rencana jaringan 70 kV pulau Flores

Pengembangan Distribusi

Sejalan dengan pembangunan jaringan transmisi dan gardu induk 70 kV dan 150 kV serta penambahan pembangkit di Provinsi NTT, direncanakan pembangunan jaringan distribusi 20 kV dan jaringan tegangan rendah serta penambahan pelanggan baru.

Sesuai proyeksi kebutuhan tenaga listrik, direncanakan selama 2015-2024 akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 739 ribu. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM sepanjang 3.880 kms, JTR sekitar 3.431 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 251 MVA, seperti ditampilkan dalam tabel C17.6.

Tabel C17.6 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2015	480	427	27	149.284
2016	363	322	23	56.750
2017	374	313	23	58.647
2018	351	311	22	60.663
2019	397	332	26	62.788
2020	409	342	27	65.049
2021	368	327	24	67.446
2022	381	339	25	69.963
2023	396	352	26	72.646
2024	360	366	27	75.479
2015-2024	3.880	3.431	251	738.714

C17.4 Pengembangan PLTS dan EBT Lainnya

Memperhatikan potensi durasi lama waktu dan banyaknya penyinaran energi radiasi matahari di Provinsi NTT, PLN melalui dukungan pendanaan Bank Dunia (IBRD) dan donatur lain berencana untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *hybrid* di 94 (sembilan puluh empat) lokasi tersebar di Provinsi NTT dengan kapasitas ±20.2 Mwp sebagai implementasi penerapan energi baru terbarukan. Namun untuk merealisasikannya akan diawali dengan studi kelayakan.

Selain itu pihak pengembang swasta - IPP diharapkan berpartisipasi untuk membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) *on-grid* dengan kapasitas sekitar 15 MW tersebar di 9 (sembilan) lokasi diantaranya pada sistem di daratan Pulau Timor, sistem daratan Pulau Flores, sistem Pulau Alor, sistem Pulau Rote, sistem Pulau Lembata.

Sedangkan di pulau Sumba akan dibangun PLTBiomassa kapasitas ±1 MW sebagai proyek percontohan, menggunakan tanaman sebagai bahan baku utamanya (*feedstock*). Untuk mendukung ketersediaan bahan baku sepanjang tahun, akan disiapkan lahan khusus sekitar ±200 hektar dan akan ditanami pohon yang dapat dipanen sepanjang tahun sebagai feedstock PLTBiomassa tersebut

Selain itu di beberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun PLTB, PLTS dan PLTM yang akan dioperasikan secara *hybrid* dengan PLTD yang ada, yaitu di pulau Ende, Pamana, Samau, Pantar, Pura, Solor dan Sabu.

C17.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2024 diperlihatkan pada tabel C17.7.

Tabel C17.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2015	803	922	179	24	160	1.080	233
2016	876	1.018	195	80	130	0	134
2017	954	1.105	212	95	60	134	165
2018	1.039	1.209	231	69	180	20	144
2019	1.131	1.323	251	55	80	30	133
2020	1.229	1.432	273	15	90	286	108
2021	1.335	1.550	296	27	30	0	89
2022	1.448	1.694	321	35	20	0	103
2023	1.572	1.825	349	35	0	0	103
2024	1.705	1.968	378	0	0	0	31
Jumlah				434	750	1.550	1.243

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 antara lain disebabkan oleh :

   - Kesulitan 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.
   - Permasalahan 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.
   - Permasalahan pada fase konstruksi proyek. Hal ini terkait dengan masalah operasional, terutama aspek performance kontraktor, ketersediaan teknologi, sarana pembangunan, dan bencana alam.
   - *Cost over-run*. Hal ini menyebabkan biaya melebihi anggaran sehingga dapat mempengaruhi proses pembangunan dan kemampu-labaan Perusahaan.
   - Kesalahan desain.
   - Aspek keselamatan ketenagalistrikan. Hal ini terkait dengan keselamatan aset, tenaga kerja maupun masyarakat di lingkungan pembangunan.
   - Dampak lingkungan. Keberadaan instalasi Perusahaan berpotensi menimbulkan kerusakan lingkungan, yang kemudian dapat berdampak pada aspek-aspek lain, seperti masalah hukum.

- Permasalahan 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, dengan penekanan pada:

   - Permasalahan 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.
   - Pengembang proyek IPP tidak memperoleh *financial closure* pada waktunya.

3. Risiko Prakiraan Permintaan Listrik

   Risiko yang dihadapi jika prakiraan permintaan listrik <u>lebih tinggi</u> 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 melakukan *fraud* dengan membuat prakiraan permintaan listrik yang tinggi untuk menjustifikasi kelayakan proyek kelistrikan tertentu.
   - PLN terkena penalti dari kontrak energi primer (batubara, gas) jangka panjang akibat penghentian operasi beberapa pembangkit idle.

   Prakiraan beban <u>lebih rendah</u> dari realisasi permintaan, maka resiko 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 80 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga *crude oil* USD 100 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 periode studi 10 tahun.
   - Risiko ketersediaan energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi gatubara 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.

   Dampak yang timbul adalah *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 direnvanakan 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.

11. Risiko Pendanaan

    Pendanaan investasi di Bidang ketenagalistrikan akan terus tumbuh seiiring pertumbuhan ekonomi. Keterbatasan pendanaan internal PLN telah mendorong pencarían dana dari eksternal/lender. Risiko pendanaan terkait dengan *covenant* yang menjadi perhatian lender.

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 adalah sebagai berikut.

1. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek PLN
   - Memanfaatkan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN
   - Meningkatkan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal (mengupayakan terus harga jual listrik memberikan *margin* yang memadai)
   - Mencari Dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP
   - Mengembangkan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek
   - Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
   - Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
   - Melaksanakan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
   - Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
   - Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
   - Menggunakan *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.

- Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overun*.
- Menyusun dan menerapkan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Menerapkan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Meningkatkan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Meningkatkan kompetensi staf dan unit kerja hubungan masyarakat untuk meningkatkan hubungan dengan masyarakat.

2. Mitigasi risiko keterlambatan proyek-proyek IPP
   - Mengembangkan IPP hanya dipilih yang benar-benar memiliki kemampuan.
   - Meningkatkan koordinasi penyiapan prasarana untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan proyek
   - Meningkatkan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan perijinan dan persetujuan
   - Melaksanakan proses tender yang kompetitif dan transparan supaya dapat memperoleh kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
   - Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
   - Menerapkan proyek manajemen yang baik untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya *performance* instalasi.
   - Memilih *engineering designer* yang berkualitas untuk meminimalisasi kesalahan desain.
   - Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain dan *cost overun*.

- Menyusun dan menerapkan SOP untuk keselamatan ketenagalistrikan untuk mengurangi dan mengendalikan risiko keselamatan ketenagalistrikan.
- Menerapkan peraturan mengenai lingkungan secara konsisten supaya Perusahaan terhindar dari risiko dampak lingkungan dan masalah sosial
- Meningkatkan hubungan masyarakat untuk mengurangi masalah sosial.
- Meningkatkan 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
   - Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia enerji primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
   - Mengintegrasikan hulu untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
   - Mensertifikasi 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.
6. Mitigasi risiko likuiditas
   - Mengusulkan mekanisme pencairan subsidi yang lebih efektif untuk mengurangi periode pencairan subsidi.
   - Menyusun Investasi peralatan secara lebih efektif untuk mengurangi jumlah dan nilai aset tidak produktif yang harus dilikuidasi.
7. Mitigasi risiko produksi/operasi
   - Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
   - Meningkatkan operasi dan pemeliharaan untuk mengurangi kemungkinan terjadi kerusakan peralatan/fasilitas operasi.
   - Menerapkan SOP dan pelatihan untuk mengurangi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam menggunakan peralatan/fasilitas.
8. Mitigasi risiko bencana
   - Menggunakan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat lah manusia.

- Meningkatkan pengawasan dan pengamanan untuk mengurangi kemungkinan terjadi bencana karena ulah manusia.
- Meningkatkan 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
   - Melakukan Sosialisasi masalah ketenagalistrikan dan kaitannya dengan masyarakat untuk mengurangi tuntutan masyarakat terhadap instalasi, termasuk keberadaan transmisi, karena persepsi atau pemahaman mereka mengenai pegnaruh instalasi terhadap kesehatan manusia.
   - Menerapkan sistem manajemen lingkungan yang lebih baik dan memenuhi persyaratan yang berlaku supaya perusahaan terhindar dari masalah limbah, polusi, dan kebisingan.
10. Mitigasi risiko regulasi
   - Meningkatkan komunikasi dengan pihak terkait supaya pross penyesuaian tarif sejalan dengan rencana.
   - Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.
11. Mitigasi risiko Pendanaan
   - Meningkatkan komunikasi dengan pemerintah selaku pemegang saham terkait keterbatasan pendanaan oleh PLN dalam mengembangkan ketenagalistrikan nasional guna memperoleh struktur pendanaan yang lebih baik.
   - Menjaga *covenant* tetap berada dalam batasan aman bagi lender
   - Melakukan prioritas investasi sesuai batasan ketersediaan pendanaan.