MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 5899 K/20/MEM/2016
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

Menimbang : a. bahwa percepatan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan termasuk program pembangunan pembangkit 35.000 MW dan jaringan transmisi sepanjang 46.000 km dilaksanakan oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sesuai dengan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik;

b. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, telah dilakukan beberapa perubahan yang berpengaruh pada Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024 dalam rancangan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025;

c. 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 harus disahkan oleh Menteri;

d. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a, huruf b, dan huruf c, perlu menetapkan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pengesahan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025;

Mengingat : 1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 96, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4746);

2. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 133, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5052);
3. 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);
4. Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2014 Nomor 300, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5609);
5. Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2015 Nomor 132);
6. Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 4);

7. Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 8);
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 13 Tahun 2016 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 782);
9. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2628 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional;

Memperhatikan : Surat Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Nomor 0778/REN.06.01/DIRUT/2016 tanggal 30 Mei 2016 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2016-2025;

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025.

KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025, selanjutnya disebut RUPTL PLN 2016-2025, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.

KEDUA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyebarluaskan RUPTL PLN 2016-2025 kepada masyarakat dan menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PLN 2016-2025 sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu secara berkala setiap 4 (empat) bulan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral c.q. Direktur Jenderal Ketenagalistrikan atau sewaktu-waktu apabila diperlukan.

KETIGA : Dalam hal tertentu apabila diperlukan, Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dapat memerintahkan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk mengubah RUPTL PLN 2016-2025 dan menyampaikan perubahannya kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk memperoleh pengesahan.

KEEMPAT : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0074 K/21/MEM/2015 tanggal 12 Januari 2015 tentang Pengesahaan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2015 s.d. 2024 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

KELIMA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 10 Juni 2016
MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

Tembusan:
1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman
2. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri Negara Perencanaan Pembangunan Nasional/Kepala Bappenas
6. Menteri Badan Usaha Milik Negara
7. Sekretaris Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
8. Inspektur Jenderal, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
9. Para Direktur Jenderal di lingkungan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
10. Para Gubernur di seluruh Indonesia
11. Kepala SKK Migas
12. Direktur Utama PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)

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

Hufron Asrofi

LAMPIRAN
KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 5899 K/20/MEM/2016
TANGGAL 10 Juni 2016
TENTANG
PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2016 S.D. 2025

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI **6**

DAFTAR GAMBAR **12**

DAFTAR TABEL **14**

DAFTAR LAMPIRAN **18**

SINGKATAN DAN KOSAKATA **20**

BAB I **23**

PENDAHULUAN **23**

1.1. Latar Belakang 23

1.2. Landasan Hukum 24

1.3. Visi dan Misi Perusahaan 25

1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL 26

1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya 27

1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha 29

1.7. Sistematika Dokumen RUPTL 32

BAB II **33**

KEBIJAKAN UMUM PENGEMBANGAN SARANA KETENAGALISTRIKAN **33**

2.1. Kebijakan Pelayanan Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik 33

2.2. Kebijakan Pengembangan Kapasitas Pembangkit 34

2.3. Kebijakan Pengembangan Transmisi dan GI 41

2.4. Kebijakan Pengembangan Distribusi 44

2.5. Kebijakan Pengembangan Listrik Perdesaan 45

2.6. Kebijakan Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 47

2.7. Kebijakan Mitigasi Perubahan Iklim 50

BAB III **53**

KONDISI KELISTRIKAN HINGGA AGUSTUS 2015..... 53

3.1 Penjualan Tenaga Listrik 53

3.1.1 Jumlah Pelanggan..... 54

3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN..... 54

3.1.3 Rasio Desa Berlistrik..... 55

3.1.4 Pertumbuhan Beban Puncak 55

3.2 Kondisi Sistem Pembangkitan 56

3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera..... 56

3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali..... 57

3.2.3. Wilayah Indonesia Timur..... 58

3.3 Kondisi Sistem Transmisi..... 59

3.3.1. Sistem Transmisi Wilayah Sumatera..... 59

3.3.2. Sistem Transmisi Jawa Bali..... 60

3.3.3. Sistem Transmisi Wilayah Indonesia Timur..... 61

3.4 Kondisi Sistem Distribusi 63

3.4.1. Susut Jaringan Distribusi..... 63

3.4.2. Keandalan Pasokan 64

3.5 Penanggulangan Jangka Pendek..... 64

3.6 Penanggulangan Jangka Menengah Tahun 2016-2020 68

3.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera 68

3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali 70

3.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur .. 73

BAB IV 77

PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)..... 77

4.1. Pengembangan Energi Baru dan Terbarukan 77

4.2. Panas Bumi 77

4.3. Tenaga Air..... 78

4.4. PLTM/MH..... 80

4.5. PLTS 81
4.6. Biomassa 82
4.7. PLT Bayu 83
4.8. Energi Kelautan 83
4.9. *Coal Bed Methane (CBM)* 84
4.10. *Coal Slurry (BATUBARA TERCAIRKAN)* 84
4.11. Nuklir 84

BAB V 88

KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER 88

5.1. Batubara 88
5.2. Gas Alam 90
5.2.1. LNG dan Mini-LNG 95
5.2.2. CNG (Compressed Natural Gas) 98

BAB VI 100

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2016–2025 100

6.1. Kriteria Perencanaan 100
6.1.1. Perencanaan Pembangkit 100
6.1.2. Perencanaan Transmisi 102
6.1.3. Perencanaan Distribusi 103
6.2. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024 106
6.2.1 Perubahan untuk Regional Sumatera 106
6.2.2 Perubahan untuk Regional Jawa-Bali 108
6.2.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan 109
6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi 111
6.2.5 Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara 113
6.2.6 Perubahan untuk Regional Maluku 114
6.2.7 Perubahan untuk Regional Papua 115
6.3. Asumsi dalam Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 117

6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi 119

6.3.2. Pertumbuhan Penduduk 120

6.3.3. Tarif Listrik 121

6.4. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik 2016-2025 122

6.5. Rencana Pengembangan Pembangkit 127

6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit 127

6.5.2. 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) 129

6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 130

6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW 132

6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia 136

6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera 137

6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali 142

6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur 148

6.5.9. Partisipasi Listrik Swasta 159

6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015. 160

6.5.11. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang 160

6.6. Proyeksi Neraca Energi dan Kebutuhan Bahan Bakar 161

6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia 161

6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera 163

6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali 165

6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur 167

6.7. Proyeksi Emisi CO_2 168

6.8. Proyek Pendanaan Karbon 174

6.9. Pengembangan Sistem Penyaluran dan Gardu Induk 175

6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Sumatera 176

6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Sistem Jawa-Bali 180

6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur 183

6.10. Pengembangan Sistem Distribusi 190

6.10.1 Wilayah Sumatera 191

6.10.2 Wilayah Jawa-Bali 191

6.10.3 Wilayah Indonesia Timur 191

6.11. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik 192

6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG 194

6.13. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d.10 MW) 195

BAB VII 196

KEBUTUHAN DANA INVESTASI 196

7.1. Proyeksi Kebutuhan Investasi Indonesia 196

7.2. Proyeksi Kebutuhan Investasi Sumatera 197

7.3. Proyeksi Kebutuhan Investasi Jawa-Bali 198

7.4. Proyeksi Kebutuhan Investasi Wilayah Indonesia Timur 200

7.5. Kebutuhan Investasi Kelistrikan PLN dan IPP 201

7.6. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN 202

7.7. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi 204

7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat 204

7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP) 205

7.7.3 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP 206

BAB VIII 208

ANALISIS RISIKO JANGKA PANJANG 208

8.1. Profil Risiko Jangka panjang 2016-2025 208

8.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang 2016-2025 212

8.3. Mitigasi Risiko 213

BAB IX 214

KESIMPULAN..... 214

DAFTAR PUSTAKA 216

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL 28
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero) 32

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025 .. 125
Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 126
Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN 127
Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh) 162
Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh) 164
Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh) 166
Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh) 168
Gambar 6.8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia) 170
Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO2 untuk Berbagai Skenario EBT 170
Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO2 untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT 171
Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali 172
Gambar 6.12 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Wilayah Sumatera 173
Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur ... 174
Gambar 6 14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 176
Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 180
Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2016-2025 185
Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025 188
Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025 ... 190

GAMBAR BAB VII

Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP) 197
Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera 198
Gambar 7.3 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Sistem Jawa – Bali 199

Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur 200
Gambar 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP 202
Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT 206

GAMBAR BAB VIII

Gambar 8.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025 213

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL..... 29

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh) 53
Tabel 3.2 Perkembangan Jumlah Pelanggan (ribu pelanggan)..... 54
Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)..... 55
Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015. 56
Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015 57
Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015.... 58
Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015 58
Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015 59
Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA) 60
Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)..... 60
Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali 60
Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali 61
Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali.. 61
Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)62
Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA) 63
Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%) 63
Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN..... 64
Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera 69

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan..... 77
Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)..... 77
Tabel 4.3 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development* 79
Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut..... 80

TABEL BAB V

Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali 91
Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera 93
Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur 94
Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur 97

TABEL BAB VI

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024 106
Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera 106
Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera 107
Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali 108
Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025 108
Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali 109
Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan 109
Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan 110
Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi 111
Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi 112
Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara 113
Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara 113
Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku 114
Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku 114
Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua 115
Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua 116
Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua 116
Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia 119
Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia 120
Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%) 121
Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025 123
Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan 123
Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita 124
Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh) 126
Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar 128
Tabel 6.26 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW 129
Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 .. 131
Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW 132
Tabel 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW) 136
Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW) 138

Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025 139
Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW) 142
Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 143
Tabel 6.34 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2015 148
Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 149
Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025 150
Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025 152
Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025..... 154
Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025 156
Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025 158
Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)..... 161
Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia 163
Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi ListrikBerdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)..... 164
Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera..... 164
Tabel 6.45 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)..... 165
Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali 167
Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)..... 167
Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur 168
Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia 175
Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia..... 175
Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera..... 179
Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera ... 180
Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali 181
Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali..... 181
Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur..... 184
Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur 184
Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia 191
Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera 191
Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali 191
Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur 192
Tabel 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 .. 193
Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp)..... 193
Tabel 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025 194

TABEL BAB VII

Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP).. 196
Tabel 7.2 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera 197

Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali 199
Tabel 7.4 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur ... 200
Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP 201

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH SUMATERA 219

A1. PROVINSI ACEH 220

A2. PROVINSI SUMATERA UTARA 229

A3. PROVINSI RIAU 242

A4. PROVINSI KEPULAUAN RIAU 253

A5. PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG 260

A6. PROVINSI SUMATERA BARAT 266

A7. PROVINSI JAMBI 274

A8. PROVINSI SUMATERA SELATAN 281

A9. PROVINSI BENGKULU 289

A10. PROVINSI LAMPUNG 294

LAMPIRAN B

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH JAWA BALI 302

B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA 303

B2. PROVINSI BANTEN 319

B3. PROVINSI JAWA BARAT 331

B4. PROVINSI JAWA TENGAH 349

B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA 362

B6. PROVINSI JAWA TIMUR 366

B7. PROVINSI BALI 380

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI WILAYAH INDONESIA TIMUR 387

C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT 388

C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN 396

C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH 404

C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR 411

C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA 419

C6. PROVINSI SULAWESI UTARA 425

C7. PROVINSI SULAWESI TENGAH 432

C8. PROVINSI GORONTALO 439

C9. PROVINSI SULAWESI SELATAN 445

C10. PROVINSI SULAWESI TENGGARA 454
C11. PROVINSI SULAWESI BARAT 461
C12. PROVINSI MALUKU 466
C13. PROVINSI MALUKU UTARA 474
C14. PROVINSI PAPUA 481
C15. PROVINSI PAPUA BARAT 490
C16. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB) 497
C17. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT) 506

LAMPIRAN D. ANALISIS RISIKO 516

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 Feetper 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
Peaker	:	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 milik negara yang merencanakan dan melaksanakan proyek-proyek kelistrikan dengan *lead time* panjang, sehingga PLN secara alamiah perlu mempunyai sebuah rencana program pengembangan sistem kelistrikan yang bersifat jangka panjang[1]. Dengan demikian rencana pengembangan sistem kelistrikan yang diperlukan PLN harus berjangka panjang, yaitu 10 tahun, agar dapat mengakomodasi *lead time* yang panjang dari proyek-proyek kelistrikan.

Keperluan pengembangan sistem kelistrikan jangka panjang didorong oleh kebutuhan 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 dokumen sebagai 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 sektor ketenagalistrikan.

Penyusunan RUPTL 2016-2025 ini untuk memenuhi amanat Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga

---

[1]Sebagai contoh, diperlukan waktu lebih dari 6-10 tahun untuk mewujudkan sebuah PLTU batubara dan PLTA kelas 1.000 MW sejak dari rencana awal (*feasibility study*) hingga beroperasi.

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

Listrik dan didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2015-2024 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA, PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik swasta serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik.

Dalam RUPTL ini terdapat beberapa proyek pembangkit yang telah *committed* akan dilaksanakan oleh PLN maupun 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, sesuai regulasi yang ada.

Mayoritas proyek transmisi dilakukan oleh PLN sebagai infrastruktur proyek, 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 Nomor634-12/20/600.3/2011 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.

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, sejalan dengan target pemerintah.
- 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 pada RUKN.
- Tercapainya keandalan dan kualitas listrik yang makin baik.
- Tercapainya angka rugi jaringan transmisi dan distribusi yang makin rendah.

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

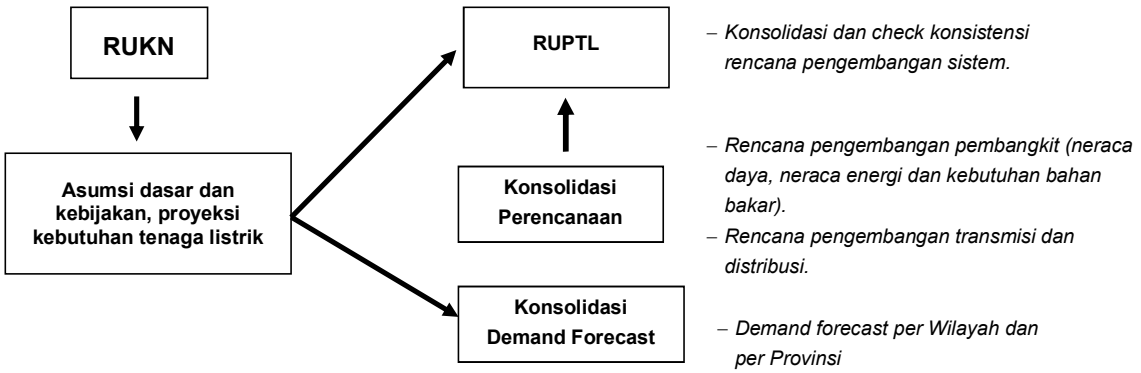
1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2016-2025 di PLN dibuat dengan proses sebagai berikut:

- Draft RUKN 2015-2034 digunakan sebagai salah satu pertimbangan, khususnya mengenai kebijakan Pemerintah tentang perencanaan ketenagalistrikan, kebijakan pemanfaatan energi primer, kebijakan perlindungan lingkungan, kebijakan tingkat cadangan (*reserve margin*), dan target rasio elektrifikasi. Proyeksi pertumbuhan jumlah penduduk menggunakan data pada buku Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 edisi 2013 dari Bappenas-BPS-UNPF. Sedangkan untuk proyeksi jumlah orang per rumah tangga mengacu pada Statistik Indonesia 2014-BPS.
- PLN Kantor Pusat menetapkan kebijakan dan asumsi dasar setelah memperhatikan RUKN dan kebijakan Pemerintah lainnya, seperti asumsi pertumbuhan ekonomi pada RPJMN 2015-2019, pertumbuhan jumlah penduduk dan pengembangan EBT yang semakin besar.
- Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, meliputi: pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan jumlah penduduk, target rasio elektrifikasi, harga jual rata-rata listrik ke pelanggan, serta data-data realisasi penjualan, selanjutnya prakiraan beban listrik dimulai dengan proses *bottom up* dimana beban listrik per Provinsi dihitung oleh PLN Wilayah/Distribusi dengan supervisi PLN Kantor Pusat.
- *Demand forecast* per Provinsi tersebut dibuat dengan menggunakan metoda regresi-ekonometri menggunakan Aplikasi Simple-E berbasis statistik. Memperhatikan proyeksi pertumbuhan ekonomi, populasi, target rasio elektrifikasi, tarif listrik, potensi konsumen besar, data realisasi penjualan listrik dan daya tersambung, dibentuk persamaan model regresi.
- Selanjutnya atas dasar *demand forecast* tersebut, dibuat rencana pengembangan pembangkitan, rencana transmisi dan gardu induk (GI), rencana distribusi dan rencana pengembangan sistem kelistrikan yang *isolated*. Penyusunan ini dilakukan oleh PLN Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat sesuai tanggung-jawab masing-masing.
- Konsolidasi perencanaan tahap berikutnya yang melibatkan PLN Wilayah/ Distribusi/P2B/P3BS dan PLN Kantor Pusat dimaksudkan untuk

memverifikasi dan menyepakati *demand forecast*, *capacity balance* dan rencana gardu induk, rencana transmisi dan rencana pembangkit sistem isolated yang dihasilkan oleh PLN Wilayah/Distribusi/P2B/P3BS. Pada workshop perencanaan ini 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).



Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL

Pada konsolidasi perencanan dengan menggunakan asumsi demand forecast yang disepakati menjadi dasar pembuatan capacity balance dan rencana pengembangan pembangkit.

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

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

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 2016-2025 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 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.

Khusus untuk pulau Tarakan merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN, yaitu PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan, sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero).

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

Wilayah Indonesia Timur

Wilayah usaha di Indonesia Timur terdiri dari Nusa Tenggara, kepulauan Maluku, dan Papua.

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 Jakarta Raya, PLN Distribusi Banten, PLN Distribusi Jawa Barat, 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 P2B, PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Barat, PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Tengah dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Timur. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati, 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 Agustus tahun 2015, Bab IV menjelaskan pengembangan energi baru dan terbarukan, Bab V menjelaskan ketersediaan energi primer. Bab VI menjelaskan rencana penyediaan tenaga listrik tahun 2016-2025, 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 2016-2025 ini dibuat dengan memperhatikan draft RUKN 2015-2034 serta kebijakan perusahaan dalam merencanakan pertumbuhan penjualan, pengembangan pembangkit, transmisi dan distribusi. Rencana Pemerintah untuk mendorong kecukupan kelistrikan dengan program 35 GW sampai dengan tahun 2019. 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. PLN pada prinsipnya bermaksud melayani kebutuhan tenaga listrik seluruh masyarakat di 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 dalam tahap penyelesaian, PLN akan memenuhi permintaan tenaga listrik dengan menyediakan *mobile power plant* (MPP) sebagai solusi sementara untuk mengantisipasi pemenuhan kebutuhanlistrik pada beberapa sistem ataupun sub-sistem kelistrikan. Pada tahun-tahun berikutnya setelah penambahan kapasitas pembangkit dan transmisi selesai[5] dan *reserve margin* telah mencukupi, maka penjualan akan dipenuhi dengan mengoptimalkan pemanfaatan pembangkit listrik permanen.

RUPTL ini disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap

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

tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada dengan memperhatikan kesiapan pasokan.

Berbeda dengan RUPTL sebelumnya, RUPTL 2016-2025 ini sudah berusaha memperhitungkan dampak dari program *demand side management* (DSM), program *energy efficiency* maupun program konservasi energi dengan memasukkan faktor tarif dalam membuat prakiraan beban. Hal ini dilandasi dengan observasi kecenderungan masyarakat, industri mupun bisnis untuk menurunkan pemakaian listrik mereka ketika harga listrik mahal. Walaupun ada faktor-faktor lain yang mendorong penghematan pemakaian listrik seperti kesadaran masyarakat untuk lebih ramah lingkungan sehingga menghemat pemakaian listrik, namun tarif listrik dianggap lebih signifikan mempengaruhi pilihan masyarakat, industri maupun bisnis untuk menghemat pemakaian listrik.

Prakiraan beban yang disusun digunakan untuk memperoleh perencanaan pembangkit dan gardu induk yang lebih aman (*conservative*), disamping karena implementasi kedua program tersebut memerlukan waktu yang cukup lama untuk menjadi efektif.

2.2. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN KAPASITAS PEMBANGKIT

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban, 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 dilaksanakan sesuai dengan kebijakan pemerintah, misalnya dalam pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT), serta program 35.000 MW. Pengembangan pembangkit diupayakan 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 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.

Sejalan dengan kebijakan Pemerintah untuk lebih banyak mengembangkan dan memanfaatkan energi terbarukan, pengembangan proyek energi terbarukan seperti panas bumi, angin, surya, biomass, sampah dan tenaga air tidak mengikuti kriteria *least cost*, sehingga dalam proses perencanaan mereka diperlakukan sebagai *fixed plant*[8]. Walaupun demikian, pengembangan pembangkit energi terbarukan tetap memperhatikan keseimbangan *supply–demand* dan status kesiapan pengembangan pembangkit tersebut.

Kebutuhan cadangan daya yang wajar dilihat dari kemampuan pembangkit-pembangkit memasok tenaga listrik secara terus-menerus sesuai kriteria perencanaan.

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

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

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 (Program FTP1, FTP2 dan Program 35 GW).
- Untuk mengantisipasi adanya kemungkinan keterlambatan penyelesaian pembangunan pembangkit.
- Berdasarkan pengalaman selama lima tahun terakhir, dimana penyelesaian proyek PLTU batubara skala kecil <50 MW banyak mengalami keterlambatan dan bahkan sebagian besar tidak berlanjut. Untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik, maka rencana proyek PLTU batubara di Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara akan menggunakan kapasitas per unit (*unit size*) yang lebih besar yaitu 50 MW, menggantikan rencana PLTU skala 25 MW.

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.

Pembangkit Pemikul Beban Puncak, pemenuhan kebutuhan beban puncak sistem besar diupayakan tidak menggunakan pembangkit berbahan bakar BBM, prioritas 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.

Pembangkit Pemikul Beban Menengah, pada umumnya pembangkit pemikul beban menengah menggunakan PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas

---

[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.

[10] Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

[11] Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

pipa). Namun Proyek PLTGU berbahan bakar gas lapangan (gas pipa) hanya direncanakan apabila terdapat kepastian pasokan gas. Jika pembangunan PLTGU tidak dimungkinkan, sebagian pembangkit beban dasar yaitu PLTU batubara dapat dioperasikan sebagai pemikul beban menengah dengan *capacity factor* yang relatif rendah, dan 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 teknologi lainnya. 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] (*clean coal technology*) 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

[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 2025.

sistem Jawa Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Untuk sistem Sumatera juga mulai direncanakan pengembangan PLTU memanfaatkan teknologi batubara bersih (clean coal technology) dengan kelas kapasitas 600 MW. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas.

Sedangkan untuk sistem Kalimantan dan Sulawesi sudah mulai mengenalkan PLTU dengan kelas kapasitas 200 MW untuk mendapatkan efisiensi yang lebih baik daripada kapasitas yang ada saat ini.

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

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 Sumatera 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

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

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 kontrak EPC/penunjukan pemenang lelang EPC, atau ditugaskan oleh Pemerintahuntuk 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.

Berdasarkan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 disebutkan bahwa pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui Swakelola (oleh PLN) dilakukan dalam hal:

a. PLN memiliki kemampuan pendanaan untuk ekuitas dan sumber pendanaan murah.
b. Risiko konstruksi yang rendah.
c. Tersedianya pasokan bahan bakar.
d. Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi.
e. Pengembangan sistem *isolated*.

Sedangkan pelaksanaan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan melalui kerja sama penyediaan tenaga listrik dengan Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) dilakukan dalam hal:

a. Membutuhkan pendanaan yang sangat besar.
b. Risiko konstruksi yang cukup besar, terutama untuk lokasi baru yang membutuhkan proses pembebasan lahan.
c. Risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi atau yang belum mempunyai kepastian pasokan gas dan/atau infrastrukturnya.
d. Pembangkit dari sumber energi baru dan terbarukan.
e. Ekspansi dari pembangkit PPL yang telah ada.

---

[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.

f. Terdapat beberapa PPL yang akan mengembangkan pembangkit di suatu wilayah tersebut.

Pada saat tertentu PLN dapat mengalokasikan pembangkit *peaker* untuk dilaksanakan oleh IPP dengan pertimbangan apabila ada risiko pasokan bahan bakar yang cukup tinggi. Namun demikian, PLN tetap menjaga agar porsi IPP *peaker* tidak dominan dalam suatu sistem tenaga listrik, sehingga PLN dapat dengan mudah mengontrol kualitas penyediaan tenaga listrik.

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

[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 biayayang 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.

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 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 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 kota besar 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, dengan tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis:

a. Penggunaan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa-Bali.
b. Untuk penyaluran tenaga listrik di luar Jawa-Bali, PLN merencanakan dalam 1 (satu) kabupaten/kota dibangun minimal 1 (satu) gardu induk, kecuali akses ke kabupaten/kota setempat yang masih terkendala. Untuk yang terkendala, maka PLN merencanakan pasokan tenaga listrik dari jaringan 20 kV.
c. Trafo daya (TT/TM) pada dasarnya direncanakan mempunyai kapasitas sampai dengan 60 MVA. Sedangkan di wilayah yang padat dan sulit mendapatkan lokasi GI, unit size trafo daya (150/20 kV) ditingkatkan menjadi maksimum 100 MVA untuk GI Baru.
d. Dengan perubahan harga EPC GIS tahun 2015 yang makin mendekati harga EPC gardu induk konvensional, maka kota-kota besar di Jawa dan ibukota provinsi di luar jawa yang sudah padat penduduk diutamakan menggunakan GIS dengan mempertimbangkan kecepatan penyelesaian proyek karena kebutuhan lahan yang lebih kecil.
e. 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.

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

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.

j. Kriteria yang pada umumnya diterapkan dalam RUPTL ini adalah kebutuhan penambahan kapasitas trafo/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 60%-70%. Untuk sistem di kota besar yang pembebasan lahan semakin sulit, akan menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

k. Rencana titik koneksi dari pembangkit IPP ke titik gardu induk (GI) PLN tidak dibatasi hanya pada satu titik GI, namun dibuka kesempatan untuk GI sekitarnya dalam sistem yang sama untuk mendapatkan harga yang lebih kompetitif dengan tetap memperhatikan aspek teknis (a.l. analisis aliran daya dan stabilitas).

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 66 kV sebagai saluran distribusi ke pelanggan besar masih perlu dikaji serta implementasinya akan ditentukan oleh manajemen unit melalui analisis, pertimbangan keekonomian jangka panjang dan pencapaian tingkat mutu pelayanan yang lebih baik, dengan tetap memenuhi SNI atau SPLN yang berlaku.

Dalam RUPTL 2016-2025 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 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) 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 yang tertuang dalam *Distribution Code* sesuai dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 4 Tahun 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik.

2.5. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya mulai tahun 2016 diperoleh dari Penyertaaan Modal Negara (PMN) dan APLN. Pengembangan diutamakan pada provinsi dengan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Bagi daerah yang masih terisolasi, pelosok dan perbatasan dengan negara tetangga dimana pemanfaatan EBT masih belum terwujud, dimungkinkan adanya pengembangan

pembangkit berbahan bakar minyak. Pengembangan kelistrikan perdesaan berdasarkan pada kajian yang dilakukan oleh unit bisnis PLN setempat. Dengan adanya reorganisasi PLN, maka perencanaan pengembangan lisdes oleh unit bisnis PLN akan dikoordinasi juga oleh Divisi Pengembangan Regional. Rencana tersebut akan dikonsolidasikan secara korporat dengan Direktorat Perencanaan Korporat PLN.

Saat ini sebagian pembangunan listrik pedesaan juga dilakukan oleh Pemda melalui pendanaan APBD dimana pembangunannya berupa jaringan distribusi berikut pemasangan dan penyambungan listrik gratis bagi masyarakat tidak mampu. Hal ini dilakukan dengan berkoordinasi dengan PLN. PLN berkomitmen untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik masyarakat di sekitar lokasi pembangkit yang belum mendapat akses listrik yaitu melalui penyulang 20 kV dan untuk penyaluran ke masyarakat dapat melalui program listrik perdesaan.

Pengembangan listrik perdesaan telah mempertimbangkan hasil road map 2013-2017 provinsi dan hasil revisi *roadmap* lisdes 2015-2019 provinsi yang telah selesai, serta usaha peningkatan rasio elektrifikasi. Kebijakan yang diambil oleh Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan (Ditjen Gatrik) dan PLN dalam pembangunan listrik desa adalah untuk menunjang pencapaian rasio elektrifikasi dari 88.3% di tahun 2015 menjadi 99,7% di tahun 2025 dengan melakukan hal hal sebagai berikut:

- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI.
- Pengembangan pembangkit BBM untuk daerah terluar atau terisolasi yang belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT dalam waktu dekat.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya.
- Melistriki desa baru maupun desa lama yang sebagian dari dusunnya belum berlistrik.
- Membuka kemungkinan hybrid PLTS dan *hybrid* PLTB[19] dengan grid PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

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

2.6. KEBIJAKAN PENGEMBANGAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Sebagaimana diketahui bahwa dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan ditetapkan bahwa sumber energi primer yang terdapat di dalam negeri dan/atau berasal dari luar negeri harus dimanfaatkan secara optimal sesuai dengan kebijakan energi nasional untuk menjamin penyediaan tenaga listrik yang berkelanjutan, dan selanjutnya ditetapkan juga bahwa dalam pemanfaatan tersebut diutamakan sumber energi baru dan terbarukan.

Kebijakan tersebut diatas sejalan ketentuan dalam Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi bahwa energi dikelola berdasarkan asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi, berkeadilan, peningkatan nilai tambah, keberlanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional.

Menurut Undang-undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi, yang dimaksud dengan energi baru adalah energi yang berasal dari sumber energi baru, yaitu sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru baik yang berasal dari sumber energi terbarukan maupun sumber energi tak terbarukan, antara lain nuklir, hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*). Sementara itu energi terbarukan adalah energi yang berasal dari sumber energi terbarukan, yaitu sumber energi yang dihasilkan dari sumber daya energi yang berkelanjutan jika dikelola dengan baik, antara lain panas bumi, angin, bioenergi, sinar matahari, aliran dan terjunan air, serta gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut.

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional, pemanfaatan sumber daya energi nasional yang diarahkan untuk ketenagalistrikan adalah sebagai berikut:

- Sumber energi terbarukan dari jenis energi aliran dan terjunan air, energi panas bumi (termasuk skala kecil/modular), energi gerakan dan perbedaan suhu lapisan laut, energi angin, energi sinar matahari, biomassa dan sampah;
- Sumber energi baru berbentuk padat dan gas;
- Gas bumi, batubara.

Sementara itu pemanfaatan minyak bumi hanya untuk transportasi dan komersial yang belum bisa digantikan dengan energi atau sumber energi lainnya. Sedangkan bahan bakar nabati diarahkan untuk menggantikan bahan bakar minyak terutama untuk transportasi dan industri. Pemerintah mendorong pemanfaatan biodiesel untuk bahan bakar PLTD eksisting, secara bertahap diberlakukan penggantian menggunakan Bahan Bakar Nabati untuk pembangkit tenaga listrik. Penggunaan BBM untuk pembangkit harus diminimalkan dan terus dibatasi penggunaannya, kecuali untuk menjaga keandalan sistem, dan mengatasi daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek atau daerah-daerah yang tidak memiliki sumber energi lain.

Sejalan dengan salah satu misi PLN yaitu menjalankan kegiatan usaha yang berwawasan lingkungan dan Peraturan Pemerintah No. 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional serta Peraturan Menteri ESDM Nomor 2 tahun 2006 tentang 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 Energi Nasional mempunyai sasaran bauran energi yang optimal sebagai berikut:

- Pada tahun 2025 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 23% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 25%, batubara minimal 30%, dan gas bumi minimal 22%.
- Pada tahun 2050 peran energi baru dan energi terbarukan paling sedikit 31% sepanjang keekonomiannya terpenuhi, minyak bumi kurang dari 20%, batubara minimal 25%, dan gas bumi minimal 24%.

Sehubungan dengan hal tersebut, dalam Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa untuk mencapai target bauran energi final dengan porsi energi baru terbarukan sebesar 23%, diharapkan porsi bauran energi pembangkitan listrik pada tahun 2025 terdiri dari energi baru dan energi terbarukan sekitar 25%, batubara sekitar 50%, gas sekitar 24%, dan BBM sekitar 1%. Untuk pencapaian target porsi pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan tersebut diperlukan regulasi dan insentif yang lebih menarik.

Dalam Draft RUKN 2015-2034 juga disebutkan bahwa apabila target porsi energi baru dan energi terbarukan menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 tetap harus tercapai walaupun realisasi pembangunan pembangkit yang memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan lain-lain maupun jenis energi baru lainnya seperti hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*) belum dapat memenuhi target tersebut, maka energi nuklir sebagai salah satu pilihan pemanfaatan sumber energi baru dapat dijadikan alternatif pemenuhan target tersebut.

Pengembangan dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan terus didorong pemanfaatannya disamping untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik juga dalam rangka menurunkan tingkat emisi CO2 dengan memberikan skema investasi yang menarik dan harga jual tenaga listrik yang lebih kompetitif. Dalam pertemuan G20 di Pittsburgh, Pennsylvania, Amerika Serikat, serta COP 21 di Paris, Indonesia telah berkomitmen untuk menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% dari *level* "*business as usual*" pada tahun 2030 atau 41% dengan bantuan internasional.

Kebijakan PLN dalam pengembangan EBT didukung oleh kebijakan Pemerintah sebagaimana dimaksud dalam Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014. 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.

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 22 Tahun 2014 sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) 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).

Pengembangan pembangkit EBT diprioritaskan untuk masuk dalam sistem tenaga listrik, dengan tetap memperhatikan kebutuhan listrik dan adanya rencana pembangkit yang lain. Pembangkit EBT dapat masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap, namun untuk pembangkit EBT dengan kapasitas lebih dari 10 MW perlu dikaji lebih lanjut terkait kesiapan sistem tenaga listrik setempat untuk menerima pembangkit EBT dengan kapasitas yang lebih besar.

Untuk tenaga air, kebijakan ini tidak membatasi PLN untuk merencanakan sebuah proyek PLTA tanpa menganut prinsip *demand driven*[20] demi mencapai 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 sekitar 7 kabupaten baru di dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut 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

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

[21] Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

[22] Jam nyala per hari

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 pembangkit EBT untuk masuk ke sistem tenaga listrik kapan saja mereka siap[23]. Hal ini mengindikasikan bahwa nilai keekonomian pembangkit EBT 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.

2. Menggunakan teknologi rendah karbon

   Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2025 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 yang lebih efisien di Sumatera dan Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Selain itu PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Carbon Capture and Storage (CCS)* untuk mengurangi emisi CO2 secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

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. *Fuel switching* juga diterapkan pada PLTU mengingat bahwa target *energy mix* di pembangkitan tenaga listrik untuk batubara ditetapkan sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai dengan draft RUKN 2015-2034, maka pengalihan pemakaian batubara ke gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini

4. Efisiensi energi di pusat pembangkit

[23] Kebijakan ini disertai dengan kajian bahwa ada kebutuhan beban, kesiapan sistem tenaga listrik setempat dan tetap memperhatikan rencana pembangkit lain

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 AGUSTUS 2015

3.1 PENJUALAN TENAGA LISTRIK

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 8,1% per tahun. Untuk Region Jawa-Bali, rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir adalah sebesar 7,5%. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara. Tabel 3.1 memperlihatkan pertumbuhan penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir.

Tabel 3.1 Penjualan Tenaga Listrik PLN (TWh)

Wilayah	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)	Rata-Rata 2010-2014
Indonesia	**133.1**	**145.7**	**156.3**	**172.2**	**185.5**	**196.4**	**200.4**	
Pertumbuhan (%)	*4.3*	*9.4*	*7.3*	*10.2*	*7.8*	*5.9*	*2.0*	8.1
Jawa - Bali	**104.1**	**113.4**	**120.8**	**132.1**	**142.1**	**149.4**	**150.5**	
Pertumbuhan (%)	*3.3*	*8.9*	*6.5*	*9.3*	*7.6*	*5.1*	*0.8*	7.5
Sumatera	**17.6**	**19.7**	**21.5**	**24.2**	**25.7**	**27.6**	**29.3**	
Pertumbuhan (%)	*7.2*	*11.6*	*9.3*	*12.6*	*6.3*	*7.3*	*6.2*	9.4
Kalimantan	**4.7**	**5.1**	**5.7**	**6.4**	**7.0**	**7.7**	**8.3**	
Pertumbuhan (%)	*9.7*	*10.3*	*10.1*	*12.9*	*9.6*	*10.8*	*6.6*	10.7
Sulawesi	**4.6**	**5.1**	**5.6**	**6.4**	**7.3**	**7.7**	**8.1**	
Pertumbuhan (%)	*8.8*	*10.7*	*11.0*	*13.7*	*13.3*	*6.3*	*5.1*	11.0
Maluku, Papua & Nusa Tenggara	**2.2**	**2.4**	**2.7**	**3.1**	**3.5**	**3.9**	**4.2**	
Pertumbuhan (%)	*9.7*	*10.7*	*13.0*	*16.1*	*13.5*	*11.1*	*7.4*	12.9

*) Estimasi Realisasi 2015

Pertumbuhan penjualan tenaga listrik mulai pulih dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010. Sejak tahun 2012, PLN sangat aktif dalam penyambungan pelanggan yaitu sekitar 3,5 juta pelanggan pertahun dengan tujuan menyelesaikan daftar tunggu pelanggan.

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 10,7% 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 11,0% per tahun untuk itu PLN sangat agresif melakukan penambahan proyek pembangkit baik dari PLN maupun IPP seperti PLTU 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 2010–2014 mengalami peningkatan dari 42,2 juta menjadi 57,2 juta atau bertambah rata-rata 3,5 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 3,2 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 140 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 82 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 2 ribu 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	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Rumah Tangga	39,111	42,348	45,991	49,887	53,078	56,311
Komersial	1,877	2,019	2,175	2,359	2,549	2,815
Publik	1,146	1,214	1,300	1,402	1,497	1,682
Industri	48	50	52	55	58	61
Total	42,183	45,631	49,519	53,703	57,183	60,869

*) Realisasi 2015

3.1.2 Rasio Rumah Tangga Berlistrik PLN

Rasio rumah tangga berlistrik PLN didefinisikan sebagai jumlah pelanggan rumah tangga PLN dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Dengan meningkatkan rasio rumah tangga berlistrik melalui pelaksanaan penyambungan listrik untuk pelanggan rumah tangga baik di daerah perkotaan maupun daerah perdesaan atau daerah terpencil, pada dasarnya PLN mendukung upaya

pemerintah untuk meningkatkan Rasio Elektrifikasi Nasional. Jumlah pelanggan rumah tangga yang telah dilistriki PLN per region diperlihatkan pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Jumlah Pelanggan Rumah Tangga yang Dilayani per Region (ribu pelanggan)

Wilayah	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Indonesia	39,111	42,348	45,991	49,887	53,078	56,311
Jawa - Bali	26,586	28,066	30,204	32,512	34,468	36,643
Sumatera	7,294	8,211	8,958	9,724	10,361	10,972
Kalimantan	1,862	2,081	2,323	2,581	2,774	2,944
Sulawesi & Nusra	2,873	3,422	3,878	4,337	4,669	4,888
Maluku & Papua	497	568	628	733	806	865

*) Realisasi 2015

**) Tidak termasuk PLN Batam dan PLN Tarakan

Kendala utama dalam melistriki adalah keterbatasan kemampuan pembangkit PLN dan kondisi geografis sebagian wilayah Indonesia yang tersebar dan atau terpencil di pulau-pulau kecil. Kendala-kendala tersebut menyebabkan penyambungan pelanggan rumah tangga per region tidak merata pada masing-masing daerah sehingga konstribusi tiap-tiap region untuk peningkatan RE nasional juga berbeda. Selain itu, rata-rata peningkatan RE per region juga tidak merata.

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 nasional mencatat pada tahun 2014, dari 82.190 desa yang ada di Indonesia, 79.671 desa telah terlistriki. Ini berarti Rasio desa berlistrik pada tahun 2014 adalah sebesar 96,94%.

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 5,8% per tahun, dengan *load factor* cenderung meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 7,5% (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[24].

Tabel 3.4 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali Tahun 2010–2015

Deskripsi	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Kapasitas Pembangkit	MW	23,206	26,664	30,525	32,394	33,214	33,824
Daya Mampu	MW	21,596	23,865	29,722	30,095	31,377	31,694
Beban Puncak Bruto	MW	18,756	20,439	22,067	23,415	24,598	24,807
Beban Puncak Netto	MW	18,100	19,739	21,237	22,567	23,900	24,258
Pertumbuhan	%	5.6	5.2	9.1	7.5	5.9	1.5
Faktor Beban	%	79.5	77.8	78.2	79.1	78.4	79.3

*) Estimasi realisasi 2015

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*.

3.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

Sampai dengan tahun 2015 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 48.065 MW yang terdiri dari 33.824 MW di sistem Jawa-Bali dan 10.091 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Sumatera dan 4.150 MW di Indonesia Timur. Apabila memperhitungkan pembangkit sewa sebesar 3.703 MW, maka kapasitas terpasang pembangkit menjadi 51.348 MW.

3.2.1. Wilayah Operasi Sumatera

Daya mampu pembangkit Sistem Sumatera saat ini adalah 7.613 MW, dengan rincian per jenis pembangkit seperti pada tabel 3.5. Total beban puncak Sumatera (interkoneksi dan *isolated*) sampai dengan Desember 2015 adalah sekitar 4.850 MW. *Reserve margin* Sistem Sumatera lebih dari 30%, tetapi berdasarkan laporan evaluasi tahunan tedapat kondisi-kondisi tertentu dimana sistem mengalami defisit. Defisit tersebut sebagian besar terjadi karena adanya permasalahan-permasalahan di sistem transmisi yang menyebabkan *bottleneck*

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

evakuasi daya dari pembangkit ke beban. Selain itu juga terjadi kerusakan beberapa pembangkit eksisting serta kondisi musiman yang mempengaruhi energi yang dihasilkan oleh PLTA sehingga menyebabkan turunnya daya mampu pasok. Sedangkan pembangkit-pembangkit baru yang direncanakan beroperasi di tahun 2014/2015 juga mengalami kemunduran operasi dikarenakan berbagai faktor. Guna mengantisipasi krisis listrik tersebut, maka pada tahun 2016 ini dilakukan sewa pembangkit serta *excess power* dengan total kapasitas sekitar 2.000 MW dengan lokasi tesebar di sistem-sistem Sumatera (*isolated* dan interkoneksi). Berikut ini adalah daya mampu di regional sumatera (sistem sumatera dan sistem-sistem *isolated*).

Tabel 3.5 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Sumatera(MW) s.d Bulan Desember Tahun 2015[25]

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	-	-	46.9	-	-	-	2.6	**49.6**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**49.6**
Sumut	-	-	37.3	-	-	-	-	**37.3**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**37.3**
Sumbar	-	-	1.6	-	-	-	85.0	**86.6**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**86.6**
WRKR	-	58.0	255.0	-	-	-	0.2	**313.2**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**313.2**
S2JB	-	-	21.5	-	-	-	1.6	**23.1**	19.0	20.0	-	44.0	-	-	67.0	**150.0**	**173.1**
Lampung	-	-	1.2	-	-	-	-	**1.2**	-	24.0	-	-	-	-	-	**24.0**	**25.2**
BABEL	-	76.5	78.9	-	-	-	0.3	**155.8**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**155.8**
KITSU	817.9	1,150.0	83.0	316.2	-	246.0	7.5	**2,620.6**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**2,620.6**
KITSEL	345.9	974.0	48.2	997.7	110.0	607.1	1.1	**3,083.9**	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**3,083.9**
P3BS	-	-	-	-	-	-	-	**-**	286.0	457.0	-	69.0	10.0	246.0	-	**1,068.0**	**1,068.0**
Total	1,163.7	2,258.5	573.6	1,313.9	110.0	853.1	98.4	6,371.1	305.0	501.0	-	113.0	10.0	246.0	67.0	1,242.0	**7,613**

3.2.2. Wilayah Operasi Jawa Bali

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa-Bali pada tahun 2015 adalah sebesar 640 MW terdiri dari PLTU Celukan Bawang (380 MW), PLTMG Pesanggaran (200 MW) dan PLTP Kamojang 5 (30 MW). Sedangkan pembangkit yang akan beroperasi tahun 2016 adalah PLTU Adipala (660 MW), PLTU Tanjung Awar-awar (350 MW), PLTU Cilacap Ekspansi (614 MW), dan PLTP Karaha Bodas (30 MW) dengan total penambahan kapasitas pembangkit tahun 2015-2016 sebesar 2.264 MW. Penambahan pasokan daya pembangkit tersebut membantu meningkatkan kemampuan pasokan sistem Jawa Bali menjadi total sebesar 36.064 MW pada tahun 2016. Dengan beban puncak saat ini sekitar 24.000 MW maka dirasakan peluang bagi perusahaan untuk dapat meningkatkan penjualan.

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dapat dilihat pada Tabel 3.6.

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

Tabel 3.6 Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2015[26]

No	Jenis Pembangkit	PLN	IPP	Jumlah	
				MW	%
1	PLTA	2.386	150	2.536	7,5%
2	PLTU	14.820	4.905	19.725	58,3%
3	PLTG/MG	2.186	-	2.486	7,3%
4	PLTGU	7.827	420	7.947	23,5%
5	PLTP	360	770	1.130	3.3%
5	PLTD	-	-	-	0%
Jumlah		27.579	6.245	33.824	100.0%

3.2.3. Wilayah Indonesia Timur

Kapasitas terpasang pembangkit tersebar di Indonesia Timur pada tahun 2015 sekitar 4.150 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 3.7. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 1.127 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 4.150 MW, namun kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami *derating*.

Tabel 3.7 Kapasitas Terpasang Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) Tahun 2015

UNIT	PLN								IPP								Jumlah
	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG/MG	PLTP	PLTA/M	EBT Lain	Jumlah	PLTGU	PLTU	PLTD	PLTG/MG	PLTP	PLTA/M	EBT Lain	Jumlah	PLN+IPP
Kalbar	-	-	192	34	-	2	0	228	-	-	-	-	-	-	-	-	228
Kalselteng	-	260	212	21	-	30	0	523	-	11	-	-	-	-	-	11	534
Kaltimra	60	-	228	200	-	0	0	489	-	95	40	82	-	-	-	217	706
Suluttenggo	-	50	264	-	80	67	1	461	-	51	-	-	-	22	-	73	534
Sulselrabar	-	130	168	123	-	158	2	581	315	200	62	-	-	236	-	813	1,394
Maluku dan Maluku Utara	-	-	197	-	-	-	2	199	-	-	-	-	-	-	-	-	199
Papua dan Papua Barat	-	-	140	-	-	30	0	170	-	-	-	-	-	-	-	-	170
NTB	-	30	136	-	-	2	1	169	-	-	-	-	-	13	-	13	182
NTT	-	33	146	-	16	5	2	202	-	-	-	-	-	-	-	-	202
JUMLAH	**60**	**503**	**1,684**	**378**	**96**	**294**	**9**	**3,023**	**315**	**357**	**102**	**82**	**-**	**271**	**-**	**1,127**	**4,150**

Beban puncak *non coincident* sistem kelistrikan di Indonesia Timur pada tahun 2015 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

[26] Estimasi Realisasi Tahun 2015

pembangkit sewa yang ada di Indonesia Timur sampai dengan akhir tahun 2015 akan mencapai 1.507 MW sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Daftar Sewa Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW) 2015

No	PLN Wilayah	PLTU	PLTD	PLTG/MG	Jumlah
1	Kalbar	-	246	-	246
2	Kalselteng	-	180	-	180
3	Kaltimra	21	123	27	171
4	Suluttenggo	-	210	-	210
5	Sulselrabar	-	201	-	201
6	Maluku dan Maluku Utara	-	114	-	114
7	Papua dan Papua Barat	-	122	-	122
8	NTB	-	180	-	180
9	NTT	-	83	-	83
	Jumlah	21	1,459	27	1,507

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 3.9 diperlihatkan perkembangan kapasitas trafo pada gardu induk di Sumatera selama 5 tahun terakhir. Kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2009 sekitar 6.030 MVA meningkat menjadi 11.243 MVA pada tahun 2015. Pada tahun 2015 sistem 150 kV baru sudah beroperasi di sistem Bintan, dengan kapasitas 70 MVA, menyuplai di GI 150 kV Tanjung Uban dan Pulau Ngenang.

Untuk pengembangan saluran transmisi dapat dilihat pada Tabel 3.10. Menunjukkan bahwa pembangunan sarana transmisi meningkat dari 9.769 kms pada tahun 2009 menjadi 11.244 kms pada tahun 2015. Perlu percepatan perluasan jaringan transmisi agar interkoneksi sistem sumatera menjadi lebih kuat dan bisa mengoptimumkan transfer energi murah yang terutama berada pada Sumatera Bagian Tengah dan Sumatera Bagian Selatan.

Tabel 3.9 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Sumatera (MVA)[27]

Tegangan	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sumatera	**6.030**	**6.765**	**7.540**	**8.777**	**8.976**	**9.596**	**11.243**
275/150 kV	160	160	410	410	410	410	1.160
150/70 kV	350	350	520	520	520	520	520
150/20 kV	5.170	5.920	6.215	7.452	7.590	8,120	8.953
70/20 kV	350	335	395	395	456	546	610

Tabel 3.10 Perkembangan Saluran Transmisi Wilayah Sumatera (kms)[28]

Region	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sumatera	**9566**	**9566**	**9799**	**9956**	**10775**	**10,780**	**11,244**
275 kV	1011	1011	1028	1028	1374	1,374	1,683
150 kV	8221	8224	8439	8596	9069	9,085	9,229
70 kV	334	331	332	332	332	332	332

Pada Tabel 3.10 terlihat bahwa tidak banyak penambahan panjang transmisi 275 kV setiap tahunnya yang disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek. Selain itu tidak ada penambahan transmisi 70 kV karena sudah tidak dikembangkan lagi di sistem kelistrikan Sumatera.

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 3.11 dan Tabel 3.12.

Tabel 3.11 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Sistem Jawa-Bali[29]

Level Tegangan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
150/20 kV	MVA	28.440	30.001	32.751	35.856	39.094	40.497
70/20 kV	MVA	2.750	2.727	2.725	2.702	2.711	2.801
Jumlah	MVA	31.190	32.728	35.476	38.558	41.805	43.298
Beban Puncak	MW	18.100	19.739	21.237	22.575	23.900	24.296

**) Estimasi Realisasi Tahun 2015*

[27] Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

[28] Sumber: Data instalasi P3B Sumatera

[29] Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

Tabel 3.12 Perkembangan Saluran Transmisi Sistem Jawa Bali[30]

Level Tegangan	Unit	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
500 kV	Kms	5.050	5.052	5.052	5.053	5.052	5.052
150 kV	Kms	12.370	12.906	13.100	13.401	13.678	13.989
70 kV	Kms	3.610	3.474	3.239	3.136	3.007	3.007

**) Estimasi Realisasi Tahun 2015*

Dari Tabel 3.12 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 3.13.

Tabel 3.13 Kapasitas Pembangkit dan *Interbus Transformer* (IBT) Jawa Bali[31]

Level Tegangan	Satuan	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Kit. Sistem 500 kV	MW	12.970	14.221	17.094	17.094	17.094	17.094
Trf. 500/150 kV	MVA	18.500	21.500	24.000	24.000	26.500	28.167
Kit. Sistem 150 kV	MW	10.410	11.480	13.489	13.694	14.744	16.460
Trf. 150/70 kV	MVA	3.820	3.820	3.820	3.820	4.009	4.009
Kit. Sistem 70 kV	MW	270	270	270	270	270	270
Trf. 150/20 kV	MVA	28.440	30.001	32.751	35.856	39.094	40.497
Trf. 70/20 kV	MVA	2.750	2.727	2.725	2.702	2.711	2.801

**) Estimasi RealisasiTahun 2015*

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 di sistem Kalimantan, Sulawesi, Lombok, NTT serta Papua dengan selesainya beberapa proyek transmisi. Sedangkan sistem penyaluran di Maluku masih dalam tahap konstruksi serta belum ada yang beroperasi.

[30] Sumber: Laporan Evaluasi Operasi Tahunan P3B Jawa Bali tahun 2015

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

Selama periode tahun 2011-2015, pembangunan transmisi meningkat rata-rata 12,4% per tahun dengan panjang transmisi pada tahun 2010 sekitar 4.827 kms meningkat menjadi 8.641 kms pada tahun 2015 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 3.14. Sedangkan pembangunan gardu induk meningkat rata-rata 11,7% per tahun, dimana kapasitas terpasang gardu induk pada tahun 2010 sekitar 3.650 MVA meningkat menjadi 6.359 MVA pada tahun 2015 seperti terlihat pada Tabel 3.15.

Tabel 3.14 Perkembangan Panjang Transmisi Wilayah Indonesia Timur (kms)

Regional	2010	2011	2012	2013	2014	2015 *)
Kalimantan						
150 kV	1,567	1,680	2,477	2,666	2,810	3,024
70 kV	123	123	123	123	123	123
Sulawesi						
275 kV			392	392	392	392
150 kV	2,628	2,988	3,450	3,464	3,802	4,155
70 kV	509	528	534	534	534	534
Nusa Tenggara Barat						
150 kV				94	256	295
Nusa Tenggara Timur						
70 kV					118	118
Total Indonesia Timur						
275 kV			392	392	392	392
150 kV	4,195	4,668	5,927	6,224	6,868	7,474
70 kV	632	651	657	657	775	775

Tabel 3.15 Perkembangan Kapasitas Trafo GI Wilayah Indonesia Timur (MVA)

Regional	2010	2011	2012	2013	2014	2015 *)
Kalimantan						
150/70 kV	93	93	93	93	93	93
150/20 kV	1,453	1,553	1,722	1,847	1,982	2,250
70/20 kV	187	148	187	187	187	187
Sulawesi						
275/150 kV			180	180	360	360
150/70 kV	253	313	313	373	373	404
150/20 kV	1,104	1,267	1,548	1,648	1,868	1,939
70/20 kV	560	514	475	605	686	731
Nusa Tenggara Barat						
150/20 kV				30	270	330
Nusa Tenggara Timur						
70/20 kV					35	65
Total Indonesia Timur						
275/150 kV			180	180	360	360
150/70 kV	346	406	406	466	466	497
150/20 kV	2,557	2,820	3,270	3,525	4,120	4,519
70/20 kV	747	662	662	792	908	983

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 2010-2015 cenderung berfluktuasi seperti terlihat pada Tabel 3.16.

Tabel 3.16 Rugi Jaringan Distribusi (%)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
Susut Distribusi	7.09	7.34	6.96	7.77	7.52	7.12

**) Estimasi Realisasi Tahun 2015*

Dari Tabel 3.16 terlihat pada 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.

Besarnya realisasi susut dapat 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 terlayani sehingga potensi penggunaan listrik secara ilegal meningkat.

Permasalahan defisit daya diperkirankan masih belum teselesaikan. Program penurunan susut, khususnya pada wilayah Indonesia Timur pada difokuskan pada penurunan susut non teknis meliputi P2TL, manajemen baca meter dan penertiban administrasi pelanggan.

3.4.2. Keandalan Pasokan

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI[32] jaringan PLN pada 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 3.17.

Tabel 3.17 SAIDI dan SAIFI PLN

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015*)
SAIDI (jam/pelanggan/tahun)	7.00	4.71	3.85	5.76	5.81	6.94
SAIFI (kali/pelanggan/tahun)	6.85	4.90	4.22	7.26	5.58	5.82

*) Estimasi realisasi 2015

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

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, disamping itu pembangkit FTP1 yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun

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

2013 masih mengalami keterlambatan, seperti PLTU Pangkalan Susu #1,2 dan PLTU Nagan Raya #1,2, di lain pihak realisasi permintaan tenaga listrik tetap 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 Sistem Sumatera hingga akhir tahun 2015 ini, khususnya di sistem Sumbagselteng masih mengalami kekurangan pasokan daya. Kondisi ini terjadi karena kondisi cuaca yang minim curah hujan, sehingga daya mampu pembangkit-pembangkit tenaga air di Sistem Sumbagselteng menjadi sangat kecil, dan menyebabkan defisit daya. Selain itu juga pada tahun 2015 di beberapa daerah di Sumatera mengalami bencana kabut asap, sehingga mempengaruhi kinerja dari pembangkit-pembangkit seperti PLTG, PLTGU, dan PLTD.

Kondisi kekurangan defisit daya penyediaan tenaga listrik di Sumatera selama periode tahun 2013-2015, pada dasarnya disebabkan oleh:

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

(2) Gangguan pada beberapa pembangkit eksisting sehingga mengalami pemadaman baik pemadaman yang direncanakan (pemeliharaan) maupun pemadaman paksa (*forced outage*).

(3) Pertumbuhan permintaan tenaga listrik yang tinggi.

(4) Kondisi bencana ataupun musim kering panjang yang menyebabkan turunnya kemampuan pembangkit.

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

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

i. Memenuhi pertumbuhan *demand*.

ii. Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.

iii. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.

iv. Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.

v. Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional).

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

Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2014 dan 2015 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2014 selama periode beban puncak sistem Jawa Bali mengalami 3 kali periode siaga dan tidak ada kondisi defisit, dimana salah satu penyebabnya adalah karena tingginya angka FO (*Forced Outage*) dan *derating* unit pembangkit yakni mencapai 7% dari total DMN.

Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian Timur ke Jawa bagian Barat, dimana transfer daya dari tertinggi terjadi pada September 2014 sebesar 3.364 MW dengan rata-rata transfer sebesar 2.941 MW. 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, sehingga diperlukan upaya-upaya untuk mengatasi hal tersebut.

Wilayah Indonesia Timur

Kondisi kekurangan pasokan tenaga listrik diwilayah Indonesia Timur pada dasarnya disebabkan oleh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun proyek yang dibangun oleh IPP.

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

Tindakan yang telah dilakukan oleh PLN untuk menanggulangi hal tersebut meliputi sewa pembangkit (pada tabel 3.6), kerjasama operasi pembangkit dengan Pemda setempat, pembelian *excess power*, mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU batubara, mempercepat penyelesaian pembangunan saluran transmisi, mengamankan kontinuitas pasokan energi primer dan memasang beberapa PLTS *centralized* dan *solar home system* secara terbatas.

Namun demikian, mulai tahun 2016 secara bertahap PLN akan menghentikan sewa pembangkit 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 ekisting yang tidak efisien karena mempunyai *sfc* (*specific fuel consumption*) lebih baik.

(iii) Menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasi-nya tertinggal dan tidak tersedia sumber daya non-BBM lainnya.

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

3.6 PENANGGULANGAN JANGKA MENENGAH TAHUN 2016-2020

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 9.800 MW dalam kurun waktu tahun 2016-2020, yang terdiri dari PLTP sebesar 950 MW, PLTU Batubara 5.105 MW, PLTA/M 724 MW, PLTG/MG 1.257 MW, PLTGU 1.280 MW, pembangkit energi terbarukan lainya sebesar 250 MW.
Secara khusus berikut ini disebutkan proyek-proyek pembangkit *peaker* dan *load follower* untuk memenuhi kebutuhan sistem kelistrikan Sumatera :

- PLTGU/MGU Sumbagut-2 *Peaker* 250 MW yang berlokasi di Provinsi Aceh dan direncanakan beroperasi dengan gas yang akan dipasok dari regasifikasi LNG di Arun.
- PLTG/MG Riau *Peaker* 200 MW yang direncanakan akan dipasok dari gas Jambi Merang sebesar 10 bbtud dan disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2017.
- PLTG/MG Jambi *Peaker* 100 MW yang akan dilaksanakan dengan skema IPP, dimana pasokan gas bisa dari LNG ataupun CNG, dengan rencana COD tahun 2018.
- PLTG/MG Lampung *Peaker* 200 MW yang diharapkan akan mendapatkan gas dari beberapa alternatif sumber gas, juga perlu disimpan sebagai CNG, dengan rencana COD tahun 2018.

- PLTGU/MGU Sumbagut-1 *Peaker*, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 masing-masing dengan kapasitas 250 MW akan dilaksanakan sebagai proyek IPP, dengan rencana COD tahun 2018 dan 2019.

Untuk mengurangi pembangkit sewa dalam mengatasi kondisi kekurangan pasokan daya, perlu dibangun MPP (*Barge Mounted* atau *Truck Mounted*) dengan total kapasitas 400 MW dengan rincian seperti dalam Tabel 3.18.

Tabel 3.18 Rencana Pengembangan MPP di Sumatera

No	Sistem Kelistrikan	Kapasitas (MW)	Rencana COD
1	Mobile PP Sumbagut	100	2016
2	Mobile PP Sumbagselteng	75	2016
3	Mobile PP Sumbagsel	100	2016
4	Mobile PP Nias	25	2016
5	Mobile PP Bangka	50	2016
6	Mobile PP Belitung	25	2016
7	Mobile PP Tanjung Pinang	25	2017
	Jumlah	**400**	

Transmisi dan Gardu Induk

Rencana pembangunan jangka pendek sistem transmisi dan gardu induk di Sistem Sumatera, adalah :

- Segera melaksanakan pembangunan Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV Sumatera dari New Aur Duri – Peranap – Perawang sebagai *Backbone* koridor timur Sumatera. Pembangunan T/L 500 kV segmen ini akan dilaksanakan oleh PT. Waskita Karya sebagai pemenang tender proyek 500 kV ini. Proyek ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018.
- 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 yang ditargetkan beroperasi tahun 2017.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur timur Sumatera dari New Aur Duri–Betung yang ditargetkan beroperasi pada akhir 2016, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-5 (2x150 MW), Sumsel-7 (1x300 MW), Sumsel-1 (2x300 MW) dan Sumsel-6 (2x300 MW), sehingga kontigensi

N-1 SUTT 150 kV Aur Duri - M. Bulian - M. Bungo yang saat ini tidak terpenuhi dapat kembali terpenuhi.

- Segera melaksanakan pembangunan transmisi 275 kV dari Betung ke Palembang-1/Palembang Utara dan GITET 275 kV Palembang-1/Palembang Utara untuk memenuhi kebutuhan daya di kota Palembang yang ditargetkan beroperasi pada tahun 2019.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Arun – Langsa – Pangkalan Susu untuk dapat mengevakuasi power dari PLTMG Arun (180 MW) dan PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker (250 MW), PLTU MT Nagan Raya #3,4 (2x200 MW), yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018 (sebelum COD PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker).
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV Kiliranjao - Payakumbuh - Padang Sidempuan dan Payakumbuh - Perawang untuk meningkatkan kemampuan transfer daya ke provinsi Sumbar dan Riau, serta transfer dari Sistem Sumbagselteng ke Sumbagut.
- Mempercepat penyelesaian konstruksi transmisi 275 kV Padang Sidempuan – Sarulla - Simangkok - Galang dan IBT 275/150 kV di Galang untuk evakuasi daya pembangkit besar berbahan bakar murah menuju pusat beban di Medan, sehingga BPP sistem Sumatera dapat di optimumkan.
- Sampai saat ini interkoneksi 150 kV Batam–Bintan telah beroperasi sampai ke GI Tj. Uban, agar seluruh operasional beban di sistem Bintan dapat optimal maka akan dilakukan juga percepatan pembangunan SUTT Tj. Uban-Sri Bintan-Air Raja-Kijang dan ditargetkan beroperasi pada Desember 2016.

3.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali

Upaya-upaya jangka menengah tahun 2016-2019 yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa-Bali meliputi penambahan pembangkit sebesar 19,1 GW, pembangunan GITET 500 kV 27.000 MVA, SUTET 500 kV 1.800 kms, GI 150 kV 30.400 MVA dan transmisi 150 kV 8.800 kms.

<u>Pembangkitan</u>

- Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2016-2017 dan memenuhi pertumbuhan listrik yang tinggi, serta antisipasi terjadinya *slippage project* pembangkit, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit berikut:
  - Mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU Adipala (660 MW), PLTU Cilacap ekspansi (614 MW), PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (350 MW), PLTP Karaha Bodas (30 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2016.
  - Mempercepat pembangunan PLTGU Muara Tawar *Add-on* (650 MW), PLTGU *Peaker* Grati (300 MW), PLTU Banten (625 MW), PLTA Rajamandala (47 MW), PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW), PLTMG Senayan (100 MW), PLTM tersebar (37 MW) dan PLT Biomas/Sampah (13 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2017.
- Untuk menjaga *reserve margin* sesuai kriteria pada tahun 2018-2020, diperlukan persiapan pembangunan pembangkit untuk mengantisipasi beban sebagai berikut:

Tabel 3.20 Rencana Pengembangan Pembangkit di Jawa-Bali Tahun 2018-2020

Kategori	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Pengembang	Indikasi Lokasi
Beban Dasar	PLTU Lontar Exp	1 x 315	2018	PLN	Banten
	PLTU Jawa Tengah	2 x 950	2019	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Indramayu-4	1 x 1.000	2019	PLN	Jawa Barat
	PLTU Jawa-1	1 x 1.000	2019	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-3	2 x 660	2019	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-4	2 x 1.000	2019	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-5	2 x 1.000	2019	IPP	Banten/Jawa Barat
	PLTU Jawa-7	2 x 1.000	2019	IPP	Banten
	PLTU Jawa-8	1 x 1.000	2018	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-9	1 x 600	2020	IPP	Banten
	PLTU Sumsel-8	2 x 600	2019	IPP	Sumsel
	PLTU Sumsel-9	1 x 600	2020	IPP	Sumsel
	PLTU Sumsel-10	1 x 600	2020	IPP	Sumsel
	PLTP Tersebar	545	2018-2020	IPP	Jawa
Beban Menengah	PLTGU Jawa-1	2 x 800	2018-2019	IPP	Jawa Barat
	PLTGU Jawa-2	1 x 800	2018	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-3	1 x 800	2018/19	IPP	Jawa Timur
	PLTGU Grati	150	2018	PLN	Jawa Timur

Kategori	Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Pengembang	Indikasi Lokasi
Beban Puncak	PLTGU Grati Add-on Blok 2	150	2018	PLN	Jawa Timur
	PLTGU Muara Karang	500	2018	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-Bali 1	700	2018	IPP	Jawa Tengah
	PLTGU Jawa-Bali 2	500	2018	IPP	Jawa Timur
	PLTGU Jawa-Bali 3	500	2018	IPP	Banten
	PLTGU Jawa-Bali 4	450	2018	IPP	Jawa Barat
	PLTA Jatigede	2 x 55	2019	PLN	Jawa Barat
	PLTA Upper Cisokan PS	4 x 260	2019	PLN	Jawa Barat
Jumlah		**23.380**			

Transmisi dan Gardu Induk

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 2016.
- Mempercepat pembangunanlooping 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 dan PLTGU Jawa-2, diharapkan dapat beroperasi tahun 2018
- Mempercepat pelaksanaan rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Baru – Bojanegara - Balaraja, rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Lama - 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:
  - Pembangunan transmisi interkoneksi HVDC 500 kV Sumatera-Jawa untuk menyalurkan daya dari PLTU mulut tambang di Sumsel sebesar 3.000 MW mulai tahun 2019.
  - 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.

Wilayah Operasi Kalimantan

Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1 seperti PLTU Pulang Pisau (2x60 MW), PLTU Teluk Balikpapan (2x110 MW) dan PLTG/MG Bangkanai yang diharapkan dapat COD pada tahun 2016.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kaltim FTP-2 (2x100 MW), PLTU Sampit (2x25 MW) dan Kaltim MT (2x27,5 MW).

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW).

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 275 kV interkoneksi Kalbar – Serawak agar dapat beroperasi pada tahun 2016 untuk memenuhi kebutuhan sistem Kalbar, mengurangi ketidakpastian kecukupan daya, menurunkan biaya pokok produksi dan meningkatkan keandalan.
- Mempercepat penyelesaian proyek: Transmisi 150 kV interkoneksi Kalselteng – Kaltim, transmisi 150 kV Bangkanai – Muara Teweh – Buntok – Tanjung dan Muara Teweh – Kuala Kurun – Puruk Cahu untuk evakuasi daya PLTMG Bangkanai, transmisi 150 kV Sampit – Pangkalan Bun, dan transmsisi 150 kV Embalut – New Samarinda – Sambera.
- Mempercepat rekonduktoring transmisi 150 kV Palangkaraya – Selat – Seberang Barito – Trisakti untuk meningkatkan pasokan ke kota Palangkaraya.
- Kondisi sistem interkoneksi 150 kV di Kalimantan belum didukung dengan keberadaan jaringan transmisi EHV sebagai *backbone* sehingga kemampuan penyaluran masih terbatas. Untuk mengatasi kondisi tersebut, beberapa proyek PLTU Batubara di Kalimantan dimungkinkan dibangun satu unit pada satu lokasi agar tidak ada kendala *bottleneck* pada penyaluran

Wilayah Operasi Sulawesi

Pembangkitan

- Mempercepat pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Sulbagut 1 (2x50 MW), Sulbagut 3 (2x50 MW), Sulut 1 (2x50 MW), Sulut 3 (2x50 MW), Sulsel Barru 2 (1x100 MW), Jeneponto 2 (2x125 MW), Palu 3 (2x50 MW), Kendari 3 (2x50 MW), Mamuju (2x25 MW) dan PLTU Punagaya (2x100 MW).
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel Peaker 450 MW Minahasa *Peaker* 150 MW, MPP Kendari 50 MW.

Transmisi dan Gardu Induk

- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Palu Baru – Silae – Pasangkayu – Mamuju untuk memaksimalkan suplai energi murah dari pembangkit – pembangkit di Sistem Sulselbar.
- Mempercepat penyelesaian proyek transmisi 150 kV Wotu - Malili – Lasusua – Kolaka – Kendari, untuk mendukung interkoneksi Sulsel – Sultra sehingga dapat menurunkan BPP di Sultra.

Wilayah Indonesia Timur (Nusa Tenggara, Maluku, Papua)

Pembangkitan

- Mempercepat penyelesaian proyek-proyek PLTU batubara dalam program FTP1.
- Mempercepat penyelesaian pembangunan proyek-proyek PLTU lainnya (proyek reguler PLN dan IPP), antara lain: Lombok Timur (2x25 MW), Lombok 2 (2x50 MW), serta beberapa proyek PLTU skala kecil yang sudah dalam tahap konstruksi.
- Mempercepat pembangunan proyek-proyek pembangkit *peaker* (PLTG/GU/MG) yaitu: Lombok *Peaker* 150 MW, Kupang *Peaker* 40 MW, Ambon *Peaker* 30 MW, dan Jayapura *Peaker* 40 MW serta PLTMG tersebar lainnya.
- Selain itu, di wilayah Papua dan Maluku juga akan dibangun pembangkit berbahan bakar gas dengan memanfaatkan alokasi gas dari BP Tangguh, untuk menyelesaikan kekurangan pasokan daya serta memenuhi kebutuhan beban puncak.

Transmisi dan Gardu Induk

- 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 pekerjaan uprating transmisi 70 kV menjadi 150 kV di sistem Jayapura dan Ambon terkait lokasi evakuasi daya dari pembangkit gas.

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) seperti terlihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

No	Pembangkit - EBT	Kapasitas	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
1	PLTP	MW	85	350	320	590	580	450	340	935	1,250	1,250	6,150
2	PLTA	MW	45	57	175	1,405	147	330	639	2,322	2,031	5,950	13,100
3	PLTMH	MW	32	78	115	292	81	86	196	26	257	201	1,365
4	PLT Surya	MWp	26	122	70	50	118	11	10	17	10	10	444
5	PLT Bayu	MW	-	70	190	165	195	10	-	5	-	5	640
6	PLT Biomass/Sampah	MW	125	142	135	11	21	11	-	21	15	6	488
7	PLT Kelautan	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PLT Bio-Fuel	Ribu Kilo Liter	812	594	365	261	230	170	173	179	189	191	3,165
Jumlah		**MW**	**312**	**819**	**1,005**	**2,513**	**1,142**	**898**	**1,185**	**3,326**	**3,563**	**7,422**	**22,186**

*) 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. Sebuah

studi yang lebih baru, *Geothermal Pricing & Incentive Policy Study* oleh *Castlerock* pada Desember 2010 melihat ada "*inconsistencies*" antara studi-studi terdahulu (oleh Pertamina 1999, *Volcanological Survey of Indonesia* 2007, WestJEC 2007 dan WGC 2010), dan "*approaches lead to over-estimates*". *Castlerock* juga memberi *update* mengenai sumber daya panas bumi berdasar data eksplorasi 40 tahun dan data pengembangan (dari Pertamina, Badan Geologi, kerja lapangan oleh *geoscientist*) dan pendekatan baru berdasar *probabilistic "volume"*. Potensi Panas bumi yang dapat dieksplotasi mungkin lebih kecil daripada yang selama ini diklaim.

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 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 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[33] 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.

Harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik dari PLTP sesuai Peraturan Menteri ESDM No. 17 Tahun 2014 tentang Pembelian tenaga listrik dari PLTP dan uap panas bumi untuk PLTP oleh PT PLN.

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*

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

for Hydro Power Development in Indonesia oleh Nippon Koei pada tahun 2011, potensi tenaga air setelah menjalani screening lebih lanjut[34] 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 dalam hal status hutan, pemukiman luas genangan, mulai dari tidak begitu sulit hingga sangat sulit. Pada skenario realistic, hanya ada sekitar 8 GW PLTA yang dapat dibangun. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 4.3.

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

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.

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

Tabel 4.4 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

No	Nama	Provinsi	Tipe	KAP. (MW)
1	Kluet	Aceh	ROR	87
2	Woyla-5	Aceh	ROR	56
3	Meurebo-3	Aceh	ROR	100
4	Tripa 1	Aceh	ROR	100
5	Tampur	Aceh	RES	428
6	Lawe alas	Aceh	RES	150
7	Jambu Aye	Aceh	RES	160
8	Ranau	Bengkulu	ROR	3x21
9	Cimandiri 3	Jabar	RES	110
10	Cipasang	Jabar	RES	400
11	Cikaso-3	Jabar	RES	53
12	Cibuni-4	Jabar	RES	105
13	Cibuni-3	Jabar	RES	172
14	Merangin-5	Jambi	RES	21
15	Rawalo-1	Jateng	RES	10
16	Grindulu	Jatim	PS	1000
17	Pade Kembayung	Kalbar	ROR	3x10
18	Muara Juloi	Kalsel	RES	284
19	Kayan 3	Kaltara	RES	1200
20	Kayan-2	Kaltara	RES	500
21	Kayan 1	Kaltara	RES	660
22	Tabang	Kaltim	RES	354
23	Boh	Kaltim	RES	9x100
24	Watupanggantu	NTT	ROR	15
25	Riam Kiwa	NTT	RES	42
26	Sentani	Papua	ROR	20
27	Tumbuan	Sulbar	ROR	450
28	Seko 2	Sulsel	ROR	90
29	Batu	Sulsel	RES	200
30	Buttu Batu	Sulsel	RES	200
31	Makale	Sulsel	ROR	45
32	Poso 2 Peaking	Sulteng	ROR	180
33	Poso 3	Sulteng	RES	300
34	Palu 3	Sulteng	RES	75
35	La'a	Sulteng	ROR	160
36	Tinauka	Sulteng	RES	300
37	Lariang	Sulteng	ROR	127
38	Musi Kotaagung	Sumsel	ROR	2x13,7
39	Lematang	Sumsel	RES	2x25
40	Pahae Julu	Sumut	ROR	2x9
41	Mandoge	Sumut	ROR	3x10
42	Lau Gunung	Sumut	ROR	16
43	Mandoge	Sumut	ROR/RES	27
44	Siborpa	Sumut	RES	120
45	Cinendang	Sumut	ROR/RES	80
46	Garoga	Sumut	ROR/RES	40
47	Ordi-5	Sumut	ROR	27
48	Aek Kuala	Sumut	ROR	27

4.4. PLTM/MH

Pengembangan pembangkit mini dan mikro hidro diharapkan dapat tumbuh dengan cepat mengingat regulasi mengenai pengembangan PLTMH ini sudah sangat mendukung. Dengan keluarnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Air dengan Kapasitas sampai dengan 10 MW (Sepuluh Megawatt) oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) diharapkan dapat mempercepat pengembangan PLTM/MH dengan melibatkan pengembang swasta.

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 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 intensitas cahaya matahari mengalami penurunan akibat awan atau kondisi malam hari. Sehingga, untuk setiap daerah dengan karakter sistem berbeda, dibutuhkan kajian yang berbeda juga untuk menilai kelayakan proyek PLTS, terutama untuk yang skala besar.

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTS sebesar 5.000 MW. Skema pengembangan PLTS tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

PLTS yang akan dikembangkan oleh PLN 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. Sedangkan untuk pengembangan PLT Sampah didukung melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 44 Tahun 2015 tentang Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Berbasis Sampah Kota.

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

Dalam tahap awal pertumbuhan PLTBiomassa/sampah ini, PLN lebih memberi kesempatan kepada swasta untuk menjalin kerjasama dengan pemilik perkebunan. Hal penting lainnya dalam pengolahan energi biomassa/sampah 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/sampah mempunyai peluang yang menarik untuk dibangun didaerah *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 Jawa, 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.

Hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan potensi PLTB sebesar 2.500 MW. Skema pengembangan PLTB tersebut dapat melalui program Pemerintah melalui skema *feed in tariff* atau negosiasi dengan PLN, yang regulasinya saat ini masih dalam tahap finalisasi.

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 (BATUBARA TERCAIRKAN)*

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. Saat ini telah dikembangkan sebuah pembangkit *pilot project* dengan kapasitas 750 kW di Karawang, Jawa Barat yang disimulasikan seperti pembangkit dan kelistrikan kepulauan.

Pada tahun 2016 akan dilakukan proses pengadaan pembangkit dengan bahan bakar *coal slurry* di sistem kecil tersebar terutama di wilayah Papua sebesar 20 MW dan Maluku sebesar 30 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2020.

4.11. NUKLIR

Sejalan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN), pemanfaatan energi nuklir akan dipertimbangkan setelah pemanfaatan sumber energi baru dan energi terbarukan dimaksimalkan. Memperhatikan potensi energi terbarukan yang cukup besar, maka pemanfaatan energi nuklir merupakan pilihan terakhir. Dalam KEN dan draft RUKN 2015-2034, dinyatakan bahwa energi nuklir dimanfaatkan dengan mempertimbangkan keamanan pasokan energi nasional dalam skala

besar, mengurangi emisi karbon dan tetap mendahulukan potensi energi baru dan energi terbarukan sesuai nilai keekonomiannya, serta mempertimbangkannya sebagai pilihan terakhir dengan memperhatikan faktor keselamatan secara ketat. Setiap pengusahaan instalasi nuklir wajib memperhatikan keselamatan dan risiko kecelakaan serta menanggung seluruh ganti rugi kepada pihak ketiga yang mengalami kerugian akibat kecelakaan nuklir. Faktor lain yang perlu dipertimbangkan adalah kemandirian industri penunjang dan jasa penunjang nasional dalam pemanfaatan energi nuklir.

Namun demikian, dalam Draft RUKN 2015-2034 disebutkan bahwa apabila target porsi energi baru dan energi terbarukan menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 tetap harus tercapai walaupun realisasi pembangunan pembangkit yang memanfaatkan sumber energi terbarukan seperti panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan lain-lain maupun jenis energi baru lainnya seperti hidrogen, gas metana batubara (*coal bed methane*), batu bara tercairkan (*liquified coal*), dan batubara tergaskan (*gasified coal*) belum dapat memenuhi target tersebut, maka energi nuklir sebagai salah satu pilihan pemanfaatan sumber energi baru dapat dijadikan alternatif pemenuhan target tersebut.

Dalam upaya mendorong pemanfaatan sumber energi baru dan terbarukan yang lebih besar untuk penyediaan tenaga listrik, penelitian dan kajian kelayakan merupakan salah salah satu faktor penting yang harus diperhatikan untuk dilaksanakan agar pengembangannya dapat dilakukan secara maksimal. Dengan demikian tidak tertutup kemungkinan untuk dilakukannya kajian ataupun studi pemanfaatan energi nuklir dalam penyediaan tenaga listrik.

Kesulitan terbesar dalam merencanakan PLTN adalah tidak jelasnya biaya kapital, biaya *radioactive waste management* & *decommisioning* serta biaya terkait *nuclear liability*[35]. 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*

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

PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar $ 6.000/kW.

Berdasarkan data-data asumsi biaya EPC dan biaya lainnya yang ada di PLN menunjukkan keekonomian PLTN belum dapat bersaing dengan jenis pembangkit pemikul beban dasar lainnya, yaitu PLTU batubara kelas 1.000 MW *ultrasuper-critical*[36].

Teknologi PLTN semakin berkembang terutama dalam hal *safety* yang mengakibatkan semakin tingginya biaya investasi PLTN. Salah satu teknologi PLTN yang dapat dipertimbangkan di Indonesia sebagai negara kepulauan adalah PLTN SMR (*Small Modular Reactor*), namun masih perlu dikaji lebih lanjut terkait keekonomiannya karena PLTN SMR ini masih belum tersedia secara komersial.

Dengan pertimbangan beberapa hal: (i) semakin langka dan mahalnya harga energi fosil, (ii) 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 paling sedikit 23% pada tahun 2025 (sepanjang keekonomiannya terpenuhi), 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 2016-2025 ini PLTN masih merupakan opsi yang dimunculkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 25% yang implementasinya memerlukan program pembangunan PLTN yang

[36] Proses optimisasi keekonomian tidak memperhitungkan *externality* dari pembangkit batubara.

diputuskan oleh Pemerintah. Untuk itu perlu dilakukan langkah nyata persiapan proyek pembangunan PLTN mengingat sumber energi fosil yang semakin langka dan mempertimbangkan masa pembangunan PLTN yang sangat lama.

BAB V
KETERSEDIAAN ENERGI PRIMER

5.1. BATUBARA

Menurut *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014* yang diterbitkan oleh Pusdatin Kementerian ESDM pada tahun 2015, sumber daya batubara Indonesia adalah 120,5 miliar ton yang tersebar terutama di Kalimantan (64,2 miliar ton), Sumatera (55,9 miliar ton) dan daerah lainnya (0,4 miliar ton), namun cadangan batubara dilaporkan hanya 31,4 miliar ton (Kalimantan 18,1 miliar ton, Sumatera 13,3 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*)[37]. Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 449 juta ton pada tahun 2013[38]. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain[39]. Produksi pada tahun-tahun mendatang diperkirakan akan meningkat sejalan dengan meningkatnya kebutuhan domestik dan semakin menariknya pasar batubara internasional. Jika tingkat produksi tahunan adalah 449 juta ton, maka seluruh cadangan batubara Indonesia yang 31 miliar ton diatas akan habis dalam waktu sekitar 70 tahun apabila tidak dilakukan eksplorasi baru. Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan

[37]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*.

[38]Direktorat Jenderal Minerba, Kementerian ESDM

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

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 2014-2015 akibat melemahnya *demand* batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Dalam RUPTL 2016-2025 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 berbahanbakar 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 150,4 TCF[40] yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Timur serta Tangguh di Irian Jaya. Tahun 2013, produksi gas alam sebesar 3 TCF. Jika tingkat produksi tahunan adalah 3 TCF, maka seluruh cadangan gas alam Indonesia yang 150,4 TCF diatas akan habis dalam waktu sekitar 50 tahun apabila tidak ditemukan cadangan baru. Dari produksi gas alam tersebut, peruntukan untuk sektor kelistrikan dalam negeri adalah sebesar 0,55 TCF. Porsi terbesar produksi gas alam adalah untuk ekspor dalam bentuk LNG sebesar 19,3 juta ton.

Saat ini belum seluruh kebutuhan gas alam untuk pembangkitan tenaga listrik di Indonesia dapat tercukupi. PLN menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas di beberapa pembangkit skala kecil maupun skala besar terlebih untuk masa ke depan. Pasokan gas ke pusat pembangkit PLN ke depan akan mengalami penurunan mengikuti penurunan cadangan gas, juga ketidakpastian kecukupan pasokan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 5.1 dan Tabel 5.2.

Sebagai salah satu konsumen gas terbesar di Indonesia, PLN mengharapkan adanya fleksibilitas dalam mengatur pasokan gas sehingga dapat sejauh mungkin menghindari pinalti *take or pay* dan juga kemudahan dalam mendapatkan pasokan gas dari pasar sehingga dapat mencukupi kebutuhan gas/LNG untuk pembangkit PLN dengan harga yang lebih kompetitif.

Pada Tabel 5.1, Tabel 5.2 dan Tabel 5.3 diberikan perkiraan potensi pasokan gas yang dapat dimanfaatkan untuk keperluan pembangkit PLN di regional Jawa Bali, Sumatera dan Indonesia Timur.

Disamping cadangan gas lapangan yang terus mengalami *depletion*, PLN juga tidak selalu berhasil mendapatkan alokasi dari 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 Jawa Barat yang

[40]Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2014

memasok ke pembangkit Gas Muara Karang dan Priok sejak tahun 2012, dan PLN juga telah memperoleh kepastian alokasi pasokan LNG dari lapangan Tangguh melalui kontrak jangka panjang selama 20 tahun sejak tahun 2014 yang dikirim ke Fasilitas Regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di pembangkit-pembangkit PLN di wilayah Sumatera Utara dan Aceh serta dikirim ke FSRU Jawa Barat untuk kebutuhan pasoan gas ke Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok.

Tabel 5.1 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Jawa Bali

No	Pembangkit	Eksisting/ Rencana	Capacity (MW)	COD	Pemasok	BBTUD										
						2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	Muara Karang dan Priok	Eksisting	1627		PHE ONWJ (GSA)	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361
					PHE ONWJ (potensi tambahan)											
					PGN - Priok (GSA-IP)											
					PGN - Priok (potensi tambahan)											
					FSRU PT NR											
2	PLTGU Muara Karang Peaker	Rencana	500	2018	FSRU PT NR			21	21	21	21	21	21	21	21	21
3	PLTGU Jawa 2	Rencana	800	2018	FSRU PT NR				15	90	90	90	90	90	90	90
4	PLTMG Senayan	Rencana	100	2017	CNG			12	12	12	12	12	12	12	12	12
5	PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4	Eksisting	2662		PERTAMINA - P Tengah (GSA)	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
		Rencana	650	2017	PGN (GSA)											
					SWAP JOB Jambi Merang											
					Tambahan dari PHE (Potensi)											
					Swap Premier											
					FSRU PT NR											
6	PLTGU Jawa 1	Rencana	1600	2018	Gas dari IPP				96	192	192	192	192	192	192	192
7	PLTGU Jawa 7	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180
8	PLTGU Jawa Bali 4	Rencana	450	2018	Gas dari IPP				5	19	19	19	19	19	19	19
9	Cilegon	Eksisting	740		CNOOC (GSA)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
					PGN (GSA)											
10	PLTGU Jawa Bali 3	Rencana	500	2018	Gas dari IPP				21	21	21	21	21	21	21	21
11	PLTGU Jawa 4	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180
12	Tambaklorok	Eksisting	1034		PCML	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
					SPP (GSA-IP)											
13	PLTGU Jawa Bali 1	Rencana	700	2018	Gas dari IPP				29	29	29	29	29	29	29	29
14	PLTGU Jawa 6	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180
15	Gresik	Eksisting	1979		PHE WMO eks Kodeco	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
					PHE WMO eks Kodeco (optional)											
					Hess (GSA)											
					Kangean Energy Indonesia											
					Media Karya Sentosa											
					PT Petrogas Jatim Utama (kontrak PJB)											
					Santos Lapongan Peluang											
					SCI (Isar Gas-Ex KEI)											
					Husky Lap MDA-MBH (Potensi*)											
					Husky Lap MDK (Potensi*)											
16	PLTGU Jawa 3	Rencana	800	2018/19	Gas dari IPP (Potensi)				15	96	96	96	96	96	96	96
17	PLTGU Jawa 5	Rencana	1600	2024/25	Unallocated										180	180
18	PLTGU Jawa Bali 2	Rencana	500	2018	Cepu (Pipa Gresem), Husky (Potensi)					60	60	60	60	60	60	60
19	PLTGU Madura	Rencana	400	2022	Kei (Potensi)								54	54	54	54
20	PLTGU Grati, PLTGU Grati Peaker, PLTGU Grati Add-On Blok 2	Eksisting	764		Santos Oyong (GSA-IP)	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
		Rencana	450	2017/2018	Santos Wortel (GSA-IP)											
			150	2018	Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP)											
					Pasuruan Migas (GSA-IP)											
					Parnaraya - Husky (GSA-IP)											
					Santos Lapangan peluang											
					SCI (Isar Gas-Ex KEI)											
21	Pesanggaran	Eksisting	250		Wasambo, Bontang			30	30	30	30	30	30	30	30	30
Jumlah						**1,163**	**1,163**	**1,226**	**1,407**	**1,734**	**1,734**	**1,734**	**1,788**	**1,788**	**2,508**	**2,508**

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 dibutuhkan gas dalam jumlah banyak yang sebagian besar dipasok dari LNG FSRU Jawa Barat dan dari Lapangan Gas milik Pertamina di Jawa Barat yang dioperasikan oleh PHE

ONWJ. Pengembangan Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok membutuhkan lebih banyak pasokan gas. Keterbatasan cadangan gas dari lapangan yang dioperasikan oleh PHE ONWJ akan menyebabkan kebutuhan alokasi LNG yang lebih besar bagi kedua Pusat Listrik ini.

Muara Tawar

Pembangkit Muara Tawar juga bersifat *must run* dengan tingkat produksi yang tinggi, sehingga dengan semakin menurunnya ketersediaan pasokan gas pipa maka ke depan perlu di antisipasi alokasi LNG untuk Pusat Listrik Muara Tawar. Pusat listrik Muara Tawar dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

Tambak Lorok

Pasokan gas untuk memenuhi kebutuhan pembangkit di Tambak Lorok telah terpenuhi sebesar 166 BBTUD, yaitu berasal dari lapangan gas Gundih sebesar 50 BBTUD dan dari lapangan gas Kepodang sebesar 116 BBTUD. Pusat Listrik Tambak Lorok juga sudah dilengkapi dengan fasilitas CNG Storage sehingga mampu mengakomodir fluktuasi kebutuhan pasokan gas menyesuaikan dengan beban listrik.

Tabel 5.2 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Sumatera

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	MPP Bangka	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
2	MPP Belitung	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
3	MPP Lampung	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
4	PLTGU/MG Lampung Peaker	Bontang, Tangguh, FSRU Lampung (Potensi)	-	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
5	PLTMG Belitung (IPP PLTMG Tersebar)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
6	PLTGU/MG Bangka Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
7	PLTG Payo Selincah	Energasindo	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
8	PLTG Batanghari	Energasindo (tambahan)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
9	PLTMG Sungai Gelam	PEP - TAC (Own Operation)	1.5	1.5								
10	PLTGU/MGU Sumbagut 3, dan 4 Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)		60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1	60.1
11	PLTG/MG Jambi Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)				9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
12	PLTG Teluk Lembu	EMP Bentu	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
13	PLTG/MG Riau Peaker	COPI	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
14	PLTG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri)	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0	35.0
15	PLTMG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang (Duri)										
16	PLTMG Tersebar Kepri (IPP PLTMG Tersebar)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8
17	MPP Sumut Paya Pasir	LNG Tangguh	9.0	9.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
18	MPP Nias	LNG Tangguh		2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
20	PLTGU/MGU Sumbagut-2 Peaker	LNG Tangguh		9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
21	PLTMG Sabang	LNG Tangguh			0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
22	PLTGU/MGU Sumbagut 1 Peaker (IPP)	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
23	PLTMG Arun Peaker	LNG Tangguh	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
24	PLTGU Belawan	LNG Tangguh		85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1	85.1
25	PLTG Belawan (TTF)	LNG Tangguh	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
26	PLTG Paya Pasir (TTF)	LNG Tangguh		2.0								
27	PLTGU Indralaya	Medco (Lematang)	14.0	14.0	-	-	-	-	-	-	-	-
28	PLTG Keramasan	Medco (Lematang)	12.0	6.0	-	-	-	-	-	-	-	-
29	PLTGU Keramasan	Medco (Lematang)	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
30	PLTG Borang	Medco (Lematang)	12.0	12.0	-	-	-	-	-	-	-	-
31	PLTGU Gunung Megang (IPP)	Medco E & P Indonesia	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	-	-	-	-	-
32	PLTG Jakabaring (CNG)	PDPDE Sumsel	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	-	-	-	-	-
33	PLTGU AGP Borang (IPP)	Pertamina EP (Asri Gita)	31.0	31.0	31.0	31.0	-	-	-	-	-	-
34	MPP Sumbagselteng	PetroChina (Potensi)	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0
35	PLTG Talang Duku	PGN	8.0	8.0	8.0	8.0	-	-	-	-	-	-
36	PLTMG New Tarahan (Sewa Lampung)	PGN	5.2	5.2								
37	PLTMG Sutami (Sewa Lampung)	PGN	4.8	4.8								
38	PLTGU/MG Riau	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)			30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
39	PLTLGU/MGU Dumai	Gas dari IPP (LNG-Pontensi)							30.0	30.0	30.0	30.0
40	PLTMG Sewa tersebar		3.50	3.50	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
41	PLTGU/MGU Sumatera-1										48.00	48.00
42	PLTGU/MGU Sumatera-1											48.00
Jumlah			**292.5**	**458.0**	**505.6**	**514.6**	**475.6**	**457.6**	**487.6**	**487.6**	**535.6**	**583.6**

Tabel 5.3 Perkiraan Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN di Indonesia Timur

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	PLTG/MG Kalbar Peaker	LNG Tangguh, LNG Bontang				5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
2	PLTGU Kalbar Peaker 2	LNG Tangguh, LNG Bontang								12.5	12.5	12.5
3	Mobile PP Kalbar	LNG Bontang	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2
4	PLTG/MG Bangkanai (Peaker)	Ophir	10.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
5	PLTGU/MGU Kalsel Peaker 1	Lelang LNG Indonesia Tengah				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
6	PLTGU/MGU Kalsel Peaker 2	JOB Simenggaris (Potensi)						5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
7	PLTGU Kalsel 1 (Load Follower)	JOB Simenggaris (Potensi)									20.5	20.5
8	Nunukan	Pertamina EP TAC Sembakung	2.0	2.0	2.0	2.0						
9	PLTMG Nunukan 2	Lelang LNG Indonesia Tengah				2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
10	PLTMG Nunukan 3	Bontang, JOB Simenggaris (potensi)					2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
11	Mobile PP Kaltim	Bontang, JOB Simenggaris (potensi)		3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
12	PLTG/MG Kaltim Peaker 2	Vico, Total, Mubadala		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
13	PLTGU Kaltim 1 (Load Follower)	Vico, Total, Mubadala							20.5	20.5	20.5	20.5
14	Bontang	Total, LNG Bontang	2.3	2.3								
15	Bunyu	Pertamina EP (Bunyu)	1.0									
16	Petung	Perusda Benuo Taka	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
17	Tanjung Batu	Vico, Total, Mubadala	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
18	Kaltim APBN	Vico, Total, Mubadala	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
19	Sambera	Vico, Total, Mubadala	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
20	Batakan	JOB Simenggaris (Potensi)			10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
21	PLTMG Malinau	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
22	PLTGU Senipah	Total Senipah		20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
23	PLTG/MG Minahasa Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
24	PLTMG Luwuk	Perusda Banggai (Potensi)		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
25	PLTG Gorontalo Peaker	LNG Sengkang (Wasambo), Bontang		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
26	PLTGU Sulbagut 1 (Load Follower)	LNG Bontang, DS							20.5	20.5	20.5	20.5
27	PLTMG Tahuna	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
28	PLTMG Tahuna 2	LNG Bontang, Wasambo potensi					0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
29	Mobile PP Kendari	Lelang LNG Indonesia Tengah				7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
30	PLTMG Bau Bau	Lelang LNG Indonesia Tengah				3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
31	PLTMG Bau Bau 2	LNG Bontang, Wasambo potensi										1.5
32	Mobile PP Wangi-Wangi	Lelang LNG Indonesia Tengah				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
33	Mobile PP Bombana	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
34	Mobile PP Kolaka Utara	Lelang LNG Indonesia Tengah				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
35	PLTMG Selayar	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
36	PLTMG Selayar 2	LNG Bontang, Wasambo potensi						1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
37	PLTGU Sulsel Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
38	PLTGU Makassar Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
39	PLTGU Sulbagsel 1 (Load Follower)	Lelang LNG Indonesia Tengah									45.4	45.4
40	PLTMG Wajo	Wajo		4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
41	Sengkang	Energy Equity Epic (Sengkang)	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
42	Mobile PP Lombok	PLN Batam	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
43	PLTGU/MGU Lombok Peaker	CNG GRESIK			5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
44	PLTGU Lombok 1 (Load Follower)	CNG GRESIK, Wasambo potensi								10.2	10.2	10.2
45	PLTMG Bima	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
46	PLTMG Bima 2	LNG Bontang, Wasambo potensi					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
47	PLTMG Sumbawa	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
48	Mobile PP Flores	Lelang LNG Indonesia Tengah				2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
49	PLTMG Flores	LNG Bontang, Wasambo potensi			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
50	PLTMG Kupang Peaker	Lelang LNG Indonesia Tengah				4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
51	PLTMG Kupang Peaker 2	LNG Bontang, Wasambo potensi						2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
52	PLTMG Timor 1 (Load Follower)	LNG Bontang, Wasambo potensi								4.1	4.1	4.1
53	PLTMG Maumere	Lelang LNG Indonesia Tengah				4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
54	PLTMG Waingapu	Lelang LNG Indonesia Tengah				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
55	PLTMG Waingapu 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
56	PLTMG Alor	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
57	PLTMG Alor 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
58	PLTMG Rote	Lelang LNG Indonesia Tengah	-			0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
59	PLTMG Rote 2	LNG Bontang, Wasambo potensi				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
60	PLTMG Ambon	LNG Bontang, Tangguh, DS				5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
61	PLTMG Ambon Peaker	LNG Bontang, Tangguh, DS			2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
62	PLTMG Saumlaki	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
63	PLTMG Saumlaki 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
64	PLTMG Namlea	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
65	PLTMG Namlea 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
66	PLTMG Namrole	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
67	PLTMG Langgur	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
68	PLTMG Langgur 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
69	PLTMG Seram	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	-	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
70	PLTMG Seram 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
71	PLTMG Saparua	LNG Bontang, Tangguh, DS							1.2	1.2	1.2	1.2
72	PLTMG Moa	LNG Bontang, Tangguh, DS							1.2	1.2	1.2	1.2
73	PLTMG Dobo	LNG Bontang, Tangguh, DS	-	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
74	PLTMG Dobo 2	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
75	PLTMG Bula	LNG Bontang, Tangguh, DS					1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
76	PLTMG Wetar	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
77	Mobile PP Ternate	LNG Bontang, Tangguh, DS		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6
78	PLTMG Ternate	LNG Bontang, Tangguh, DS			4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
79	PLTMG Tidore	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
80	Mobile PP Sofifi	LNG Bontang, Tangguh, DS		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
81	PLTMG Bacan	LNG Bontang, Tangguh, DS			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
82	Mobile PP Tobelo	LNG Bontang, Tangguh, DS		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
83	PLTMG Tobelo	LNG Bontang, Tangguh, DS					2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
84	Mobile PP Malifut	LNG Bontang, Tangguh, DS		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
85	PLTMG Maba	LNG Bontang, Tangguh, DS								1.2	1.2	1.2
86	PLTMG Morotai	LNG Bontang, Tangguh, DS				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
87	PLTMG Halmahera (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, DS						4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
88	PLTMG Sorong	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
89	PLTMG Sorong 2 (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, Salawati							6.0	6.0	6.0	6.0
90	PLTMG Raja Ampat	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
91	Mobile PP Jayapura	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
92	Mobile PP Manokwari	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
93	PLTMG Manokwari 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
94	PLTMG Manokwari 3	LNG Bontang, Tangguh, Salawati								2.4	2.4	2.4
95	PLTMG Jayapura Peaker	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
96	PLTMG Jayapura 1 (Load Follower)	LNG Bontang, Tangguh, Salawati										4.8
97	Mobile PP Fak Fak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
98	PLTMG Fak Fak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
99	PLTMG Serui	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
100	PLTMG Serui 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
101	Mobile PP Timika	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
102	PLTMG Timika	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
103	Mobile PP Nabire	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
104	PLTMG Nabire 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
105	PLTMG Nabire 3	LNG Bontang, Tangguh, Salawati									1.2	1.2
106	PLTMG Merauke	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
107	PLTMG Merauke 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
108	PLTMG Bintuni	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		-	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
109	PLTMG Kaimana	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
110	PLTMG Sanana	LNG Bontang, Tangguh, Salawati			1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
111	PLTMG Sarmi	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
112	PLTMG Biak	LNG Bontang, Tangguh, Salawati		2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
113	PLTMG Biak 2	LNG Bontang, Tangguh, Salawati				2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Jumlah			**119.3**	**216.8**	**271.2**	**403.3**	**421.1**	**433.5**	**483.0**	**513.5**	**580.5**	**586.8**

Upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal dan lebih kotor dilakukan dengan *fuel switching* ke bahan bakar gas memanfaatkan infrastruktur CNG atau LNG/mini-LNG. Hal ini akan dijelaskan lebih lanjut di bawah ini.

5.2.1. LNG dan Mini-LNG

Karena LNG membutuhkan infrastruktur yang merubah gas bumi menjadi LNG berikut fasilitas penyimpanan dan regasifikasi untuk merubah kembali ke bentuk gas sebelum dapat dimanfaatkan oleh pembangkit listrik, maka umumnya harga gas dari LNG lebih tinggi dari harga gas pipa, karena itu 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 dan juga di Indonesia Timur apabila jumlah pembangkit jenis *base loader* sudah mencukupi.

Pada tahun 2012 telah mulai beroperasi FSRU Jawa Barat untuk memasok pembangkit Muara Karang dan Priok. Rencana FSRU Belawan telah dibatalkan oleh Pemerintah dan sebagai gantinya Pemerintah menugaskan Pertamina untuk merevitalisasi fasilitas LNG Arun sebagai *storage* dan regasifikasi LNG yang muali beroperasi pada 2015. Sumber LNG untuk FSRU Jawa Barat pada saat ini berasal dari lapangan Bontang dan Tangguh, dan sumber LNG untuk Arun dipasok dari lapangan Tangguh. FSRU Lampung yang dioperasikan oleh PGN juga sudah mulai beroperasi sejak 2014 dan dapat dimanfaatkan pembangkit PLN disekitarnya untuk mendukung pemenuhan kebutuhan pasokan gas para periode beban puncak. Selanjutnya pada 2016, fasilitas mini LNG di Tanjung Benoa mulai beroperasi untuk memasok gas ke Pembangkit Listrik Pesanggaran.

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 dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan operasional unit-unit pembangkit.

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

- Fasilitas regasifikasi Arun sudah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit Gas baru dan eksisting di Aceh dan Sumatera Utara. Pembangkit eksisting di Arun yang sudah dipasok adalah PLTMG Arun sebesar 184 MW. Pembangkit baru yang direncanakan akan menggunakan gas dari fasilitas Regasifikasi Arun adalah PLTMG Sumbagut-2 sebesar 250 MW. Selain itu gas dari fasilitas Arun ini juga sudah disalurkan ke Belawan melalui pipa sepanjang sekitar 400 km untuk measok gas ke PLTGU Belawan, dan selanjutnya untuk beberapa pembangkit gas baru tipe mobile di lokasi Paya Pasir. Kebutuhan gas untuk pembangkit-pembangkit tersebut adalah sebanyak 30 BBTUD untuk PLTMG Arun, 40 BBTUD untuk Sumbagut-2, 110 BBTUD untuk Belawan dan 15 BBTUD untuk Paya Pasir, sehingga total gas yang dibutuhkan adalah 195 BBTUD.
- Beberapa pembangkit IPP yaitu Sumbagut-1, Sumbagut-3 dan Sumbagut-4 yang masing-masing berkapasitas 250 MW dengan kebutuhan pasokan

gas sekitar 40 BBTUD untuk masing-masing IPP direncanakan untuk mendapatkan pasokan gas dari LNG.

- Begitupun untuk beberapa pembangkit IPP di beberapa lokasi, 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 direncanakan akan menggunakan LNG/mini-LNG dengan kebutuhan gas rata-rata untuk tiap-tiap lokasi sekitar 3 BBTUD sampai dengan 5 BBTUD.

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

- Pada tahun 2015 PLN memulai proses lelang pengadaan LNG untuk 21 lokasi pembangkit dengan total kapasitas terpasang sebesar 1.571 MW tersebar di kawasan Indonesia Tengah yaitu di Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara. Pekerjaan pelelangan tersebut meliputi pengadaan LNG, transportasi LNG, pembangunan jetty, fasilitas penyimpanan dan regasifikasi LNG serta jaringan pipanisasi dari fasilitas regasifikasi ke pembangkit listrik milik PLN. Direncanakan pelelangan tersebut selesai pada tahun 2016 agar pekerjaan dapat diselesaikan pada tahun 2018. Berikut 21 lokasi pembangkit listrik yang sudah dilakukan lelang pengadaan LNG:

Tabel 5.4 Lokasi Lelang LNG untuk Pembangkit di Indonesia Timur

No	Regional	Nama Pembangkit	Kapasitas Pembangkit
1	Kalimantan	PLTGU/MGU Kalsel Peaker	200 MW
2	Kalimantan	PLTMG Nunukan 2	10 MW
3	Kalimantan	PLTMG Malinau	6 MW
4	Sulawesi	PLTG/MG Minahasa Peaker I	100 MW
5	Sulawesi	PLTMG Tahuna	10 MW
6	Sulawesi	MPP Sultra Kendari	50 MW
7	Sulawesi	MPP Wangi-Wangi	5 MW
8	Sulawesi	MPP Kolaka Utara	5 MW
9	Sulawesi	MPP Bombana	10 MW
10	Sulawesi	PLTMG Selayar	10 MW
11	Sulawesi	PLTGU Sulsel Peaker	450 MW
12	Sulawesi	PLTGU Makassar Peaker	450 MW
13	Sulawesi	PLTMG Bau-Bau	30 MW
14	Nusa Tenggara	PLTMG Sumbawa	50 MW
15	Nusa Tenggara	PLTMG Waingapu	10 MW
16	Nusa Tenggara	PLTMG Bima	50 MW
17	Nusa Tenggara	MPP Flores	20 MW
18	Nusa Tenggara	PLTMG Maumere	40 MW
19	Nusa Tenggara	PLTMG Kupang Peaker	40 MW
20	Nusa Tenggara	PLTMG Alor	10 MW
21	Nusa Tenggara	PLTMG Rote	5 MW

- Sedangkan untuk kawasan Indonesia Timur yaitu Maluku (Ambon, Maluku Tersebar, dan Halmahera) dan Papua (Jayapura, Manokwari, Papua & Pabar Tersebar) dengan perkiraan kebutuhan gas sekitar 105 BBTUD direncanakan dipasok dari Lapangan Matindok, Lapangan Tangguh dan Lapangan Salawati.

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), PLTMG Seigelam 100 MW, dan PLTG Duri/Bali Pungut (100 MW), yang sudah beroperasi sejak tahun 2013. Untuk Kepulauan Riau, sejak 2013 sudah dioperasikan CNG Marine yang membawa pasokan gas dalam bentuk CNG dari Pulau Batam ke Pulau Bintan untuk mengoperasikan pembangkit gas 2x6 MW memikul beban dasar.

Rencana pemanfaatan CNG lainnya di Sumatera dan masih perlu dikaji keekonomiannya adalah:

(i) CNG untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jambi Merang sebesar 10 BBTUD.

(ii) CNG untuk pembangkit *peaker* di Jambi dengan kapasitas sebesar 100 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jabung sebesar 5 BBTUD.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Timur adalah untuk pembangkit *peaking* Bangkanai di Kalimantan Tengahdan di Lombok. Berbeda dengan di tempat lain yang memanfaatkan pasokan gas pipa, untuk Lombok pasokan CNG direncanakan akan diperoleh dari CNG yang diperoleh dari pemasok gas pipa di

Gresik Jawa Timur yang akan di kompresikan terlebih dahulu lalu ditransportasikan ke Lombok menggunakan CNG *Vessel*.

Untuk pulau Jawa, Fasilitas CNG storage yang sudah beroperasi adalah sebagai berikut:

(i) Grati 30 BBTUD sudah beroperasi pada tahun 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*.

(i) Pulau Bawean sebanyak 2 BBTUD untuk pasokan gas ke pembangkit beban dasar di pulau Bawean yang dibawa dengan transportasi laut dalam bentuk CNG dari Gresik Jawa Timur.

BAB VI
RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2016–2025

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%[41] atau setara dengan *probalility* padam 1 hari dalam setahun. Pada negara-negara maju mensyaratkan keandalan yang tinggi, banyak sistem kelistrikan didesain dengan kriteria LOLP 0,15 hari atau sekitar 4 jam dalam satu tahun.

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[42].

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve*

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

[42] 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.

margin >25-30% dengan basis daya mampu netto[43]. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 30-35%[44]. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 35-40% dengan mengingat jumlah unit pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang prosentasenya lebih besar, dan pertumbuhan listrik yang lebih tinggi dibanding Jawa Bali. Selain itu *reserve margin* yang cukup tinggi juga untuk mengantisipasi keterlambatan proyek serta mengantisipasi apabila terjadi pertumbuhan ekonomi yang lebih tinggi.

Pembangkit energi terbarukan, khususnya panasbumi 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*[45], 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 dasardiutamakan 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.

---

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

[44] Dengan asumsi derating pembangkit sekitar 5%.

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

Sistem Kecil Tidak Interkoneksi /Isolated

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum interkoneksi (isolated) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda 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. Definisi cadangan disini adalah selisih antara daya mampu total pembangkit yang ada dan beban puncak.

Life Extension dan Rehabilitasi Pembangkit Eksisting

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/IBT di suatu GI ditentukan pada saat pembebanan trafo mencapai 70%-80%. Namun untuk sistem di kota-kota besar menggunakan kriteria yang lebih ketat sebesar 60% untuk menjamin keandalan dan kualitas penyediaan tenaga listrik.

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 2016-2025 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.
- Pembangunan pusat pengatur distribusi (DCC) pada sistem-sistem distribusi yang menyuplai kota-kota besar.

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.
- Rencana implementasi *smart grid*.

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*).

Perencanaan sistem distribusi juga memasukkan rencana penerapan *smart grid*. Pengertian dari *smart grid* adalah sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi canggih yang dapat memungkinkan sistem pengaturan tenaga listrik secara efisien, menyediakan kehandalan pasokan tenaga listrik yang tinggi, pemanfaatan sumber energi terbarukan dan memungkinkan partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik. Dalam perencanaan dan implementasinya, *smart grid* sangat responsif terhadap kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah atau sistem kelistrikan.

Adaptasi dari Visi implementasi *Smart Grid* kepada kondisi ketenagalistrikan Indonesia atau PLN saat ini dapat memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor kelistrikan Indonesia atau PLN, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan kehandalan pasokan tenaga listrik, kesempatan pemanfaatan energi terbarukan dan pembukaan akses kepada partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik menjadi peluang desain baru dalam pengembangan ketenagalistrikan kedepan. Desain model *smart grid* yang *sustainable* juga akan

memberikan cetak biru untuk Indonesia. Dan pengurangan emisi karbon bersama dengan potensi inovasi teknologi akan menguntungkan kepentingan nasional, maju dan berkembang bersama.

6.2. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2015-2024

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2016-2025 dibandingkan dengan RUPTL 2015-2024. Ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2016-2025 terhadap RUPTL 2015-2024

Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali		Indonesia Timur	
		RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2015-2024	RUPTL 2016-2025
Pertumbuhan Ekonomi	%	6.7	**6.7**	6.9	6.4	7.2	7.5	7.6	7.2
Pertumbuhan Listrik	%	8.7	**8.6**	11.5	11.0	7.8	7.8	11.1	10.6
Rasio Elektrifikasi	%	99.4 (2024)	**99.7 (2025)**	99.9	99.9	99.9	100.0	97.5	98.7
Pembangkit	MW	70,433	**80,538**	17,726	19,349	38,525	43,452	14,182	17,737
Transmisi	kms	59,272	**67,901**	23,613	25,435	13,166	18,471	22,493	23,995
Gardu Induk	MVA	145,399	**172,136**	49,016	45,060	81,853	106,096	14,530	20,980
Tambahan Pelanggan	juta	21.0	**21.6**	4.8	4.7	11.2	11.3	5.0	5.6
Kebutuhan Investasi	USD miliar	132.2	**153.7**	36.5	40.1	68.8	78.8	26.8	34.9

Secara detail, perubahan-perubahan tersebut dijelaskan dalam penjelasan per regional sebagai berikut.

6.2.1 Perubahan untuk Regional Sumatera

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.2.

Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
1	PLTA Ketahun	84	PLTA Ketahun	25	2023	Sesuai hasil review FS.
2	PLTG/MG MPP Tj.Jabung Timur	100	PLTG/MG MPP Sumbagselteng	75	2016	Pembangkit ini didesain untuk dapat dipindahkan ke sistem lain yang lebih membutuhkan seperti Sistem Belitung.

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
3	PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker	40	PLTMG Tanjung Balai Karimun Peaker	20	2018	Pengurangan kapasitas karena sebagian wilayah usaha sudah dikelola pihak swata.
4	PLTMG Tanjung Pinang-2	30	PLTMG Tanjung Pinang-2	50	2018	Untuk mengantisipasi tingginya pertumbuhan *demand* di Tanjung Pinang.
5	PLTMG Belitung Peaker	30	PLTMG Tanjung Pinang-2	40	2018	
6	PLTMG Tanjung Batu 1	15	PLTMG Tanjung Batu 1	10	2018	Untuk mempercepat proses pengadaan, kapasitas disesuaikan dengan PLTMG yang ada di pasar.
7	PLTMG Selat Panjang	15	PLTMG Selat Panjang	20	2018	
8	PLTMG Nautana	25	PLTMG Nautana	10	2018	
9	PLTMG Dabo Singkep	15	PLTMG Dabo Singkep	10	2018	
10	PLTU Muko-Muko	14	PLTMG Muko-Muko	25	2018	Diubah menjadi EPC PLN, karena proses pengerjaan PLTU Muko-Muko tidak ada progresnya.
11	PLTU Riau Kemitraan	2x600	PLTU Riau-1	2x300	2019	Karena adanya perubahan skema bisnis interkoneksi Sumatera-Malaysia, maka kapasitas yang dimasukan hanya yang untuk Sumatera saja
12	PLTU Sinabang	2x7	PLTMG	6	2018	Diubah menjadi EPC PLN karena tidak ada progress dari PLTU

Tambahan proyek baru di Sumatera yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya dapat dilihat pada Tabel 6.3.

Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
1	PLTA Krueng Isep	20	2016/17	Perubahan dari PLTMH ke PLTA
2	PLTGU Dumai	250	2021/22	Untuk memenuhi kebutuhan beban di kota Dumai dan Kawasan IndustriDumai.
3	PLTGU Sumatera-1	400	2024	Sesuai kebijakan pemerintah untuk mengurangi porsi batubara dan meningkatkan pemanfaatan gas, serta sebagai kontingensi apabila target EBT 25% tidak tercapai.
4	PLTGU Sumatera-2	400	2025	
5	Pembangkit Mini hidro tersebar	710	2016-2025	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025
6	Pembangkit Biofuel Tersebar	118	2016-2025	

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
7	Pembangkit Geothermal Tersebar	600	2016-2025	
8	Pembangkit Sampah Tersebar	88	2016-2025	
9	Pembangkit Hydro Tersebar	983	2016-2025	

6.2.2 Perubahan untuk Regional Jawa-Bali

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Jawa-Bali diperlihatkan pada Tabel 6.4.

Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali

No	RUPTL		Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	Nama Proyek	Kap (MW)		
1	PLTGU Jawa-Bali 1	400	PLTGU Jawa-Bali 1	700	2019	Kapasitas diperbesar dan lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok karena ketersediaan pasokan gas

Proyek yang dimundurkan keluar dari periode RUPTL 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2016-2025

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Jawa-11	1x600	0	2021	>2025	Karena proyeksi demand lebih rendah dan untuk memenuhi target EBT 25%, maka beberapa proyek PLTU dimundurkan ke setelah 2025, di luar lingkup RUPTL 2016-2025, digantikan dengan PLTGU 8x800 MW untuk memenuhi target bauran gas sekitar 24% pada 2025.
2	PLTU Jawa-12	2x1000	0	2022/23	>2025	
3	PLTU Jawa-13	2x1000	0	2024	>2025	

Tambahan proyek baru di Jawa-Bali yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.6.

Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTA Tersebar	0	2.328	-	2024-25	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
2	PLTM Tersebar	0	54	-	2016-25	
3	PLTP Tersebar	0	660	-	2024-25	
4	PLT Bayu Tersebar	0	330	-	2018-20	
5	PLT Surya Tersebar	0	100	-	2020	
6	PLT Sampah Tersebar	0	75	-	2016-19	
7	PLT Biomass Tersebar	0	12	-	2016	
9	PLTMG Senayan	0	100	-	2017	Sangat strategis karena berlokasi di pusat beban di Jakarta, meningkatkan keandalan sistem MRT dan sebagai *blackstart unit*
10	PLTU/GU Madura	0	400	-	2022	Meningkatkan keandalan dan mutu penyediaan listrik di Madura
11	PLTGU Jawa-4 *(Load Follower)*	0	2x800	-	2024/25	Menggantikan PLTU batubara, untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
12	PLTGU Jawa-5 *(Load Follower)*	0	2x800	-	2024/25	
13	PLTGU Jawa-6 *(Load Follower)*	0	2x800	-	2024/25	
14	PLTGU Jawa-7 *(Load Follower)*	0	2x800	-	2024/25	

6.2.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Kalimantan diperlihatkan pada Tabel 6.7.

Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Kaltim-3	2x200	1x200	2022	2020	Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat beban serta fleksibiltas operasi sistem maka pemecahan lokasi pembangkit menjadi 2 diperlukan disamping untuk mengatasi keterbatasan kemampuan trasnfer daya transmisi 150 kV di Kaltim.
2	PLTU Kaltim-6	-	1x200	-	2020	Pemecahan dari PLTU Kaltim-3.
3	PLTU Kaltim-5	2x200	1x200	2024	2023	Untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik ke pusat-pusat

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						beban di Kaltim serta fleksibiltas operasi sistem dan keterbatasan transfer transmisi 150 kV di Kaltim serta menunggu jalur transmisi baru dengan tegangan lebih tinggi (275 kV) selesai dibangun maka diperlukan pemecahan lokasi pembangkit.
4	PLTU Kalbar-2	2x200	1x200	2021	2021	Untuk meningkatkan keandalan pasokan ke pusat beban di Pontianak serta fleksibiltas operasi maka dilakukan pemecahan lokasi pembangkit PLTU Kalbar-2 menjadi 2 lokasi.
5	PLTU Kalbar-3	-	1x200	-	2022	Pemecahan dari pembangkit PLTU Kalbar-2
6	PLTU Kalbar-4	2x200	1x200	2023/24	2025	Turunnya prakiraan beban di 2023 dibanding dengan RUPTL sebelumnya sehingga kebutuhan pembangkit beban dasar mundur menjadi tahun 2026
7	PLTGU Kaltim 1 *(Load Follower)*	100	200	2022	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Kaltim Peaker 3 100 MW
8	MPP Kalselteng	200	0	2016	0	Proyek ini dibatalkan dan PLTGU/MGU Kalsel Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat

Tambahan proyek baru di Kalimantan yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya ditunjukkan pada Tabel 6.8.

Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTGU Kalbar Peaker-2	0	250	-	2023/24	Untuk memenuhi kebutuhan beban puncak Sistem Kalbar.
2	PLTGU Kalsel 1 *(Load Follower)*	0	200	-	2024	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
2	PLTA Tersebar Kalimantan	0	550	-	2024/25	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
3	PLTBM Tersebar Kalimantan	0	77	-	2016-2018	di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
4	PLTSa Tersebar Kalimantan	0	37	-	2017-2025	

6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Sulawesi diperlihatkan pada Tabel 6.9.

Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Sulut-1	2x25	2x50	2018	2019/2020	Pada sistem interkoneksi Sulbagut sudah tidak ekonomis dibangun dengan skala 25 MW. Pertimbangan pembangunan unit 50 MW karena lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTA Poso-1	2x60	2x35	2021/22	2020	Perubahan kapasitas sesuai dengan update FS dari pengembang.
3	PLTU Bau-Bau	2x25	2x25	2019	2019	Perubahan kepemilikan dari PLN ke IPP.
4	PLTA Poko	2x117	130	2021/22	2022/23	Dalam studi terbaru, kapasitas turun dikarenakan terjadi penurunan debit air serta untuk menghindari dampak lingkungan yang lebih besar maka kapasitas PLTA Poko turun menjadi 130 MW
5	PLTA Bakaru 2	126	140	2020	2021	Hasil studi optimasi pola operasi cascading PLTA Poko dan PLTA Bakaru 2 menunjukkan kenaikan debit untuk PLTA Bakaru 2 sehingga kapasitas naik menjadi 2x70MW.
6	PLTMG Luwuk	40	40	2017	2018	Perubahan kepemilikan dari IPP ke PLN.
7	PLTGU Sulbagut 1 *(Load Follower)*	100	200	2024	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025.

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Sulbagut Peaker 100 MW
8	PLTU Gorontalo Energy	14	0	2016	0	Proses untuk diterminasi
9	MPP Sulut (Amurang)	100	0	2016	0	Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL
10	MPP Sulsel (Tallo Lama dan Tello)	150	0	2016	0	Proyek ini dibatalkan dan PLTGU Makassar Peaker diharapkan beroperasi lebih cepat

Tambahan proyek baru di Sulawesi yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.10.

Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTGU Sulbagsel 1 *(Load Follower)*	0	450	-	2024	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025, serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai
2	PLTA Bakaru 3	0	146	-	2023	Lokasi berada di downstream PLTA Bakaru 1 dan 2. Menggunakan pola operasi dan debit yang sama dengan PLTA Bakaru 1 dan 2 serta pemanfaatan head yang masih ada maka didapat potensi kapasitas sebesar 146 MW.
3	PLTA Tumbuan 1	0	4x75	-	2023/25	Untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025. FS sudah tersedia dengan kapasitas total 4x75 MW.
4	PLTB Sidrap	0	70	-	2017	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
5	PLTA Tersebar Sulawesi	0	580	-	2024/25	
6	PLTB Tersebar Sulawesi	0	150	-	2018-2020	
7	PLTBM Tersebar Sulawesi	0	22	-	2017-2018	
8	PLTP Tersebar Sulawesi	0	45	-	2024-2025	
9	PLTS Tersebar Sulawesi	0	70	-	2016-2021	

6.2.5 Perubahan untuk Regional Nusa Tenggara

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 6.11.

Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Nusa Tenggara

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Timor 1	2x25	2x50	2018	2019	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTU Timor 2	2x25	2x50	2022/23	2023/24	
3	PLTU Sumbawa 2	2x25	2x50	2023/24	2021/22	
4	PLTGU Lombok 1 *(Load Follower)*	60	100	2023	2023	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta meningkatkan kehandalan sistem Lombok. Sebelumnya proyek ini adalah PLTG/MG/GU Lombok Peaker 2 kapasitas 60 MW
5	MPP Kupang	30	0	2016	0	Skema berubah menjadi sewa pembangkit sehingga dikeluarkan dari RUPTL

Tambahan proyek baru di Nusa Tenggara yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.12.

Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Nusa Tenggara

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Alor 2	0	10	-	2019	Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian operasi proyek PLTU skala kecil.
2	PLTMG Rote	0	5+5	-	2017/19	
3	PLTMG Flores	0	10	-	2017	Untuk memenuhi pertumbuhan beban di daerah Labuan Bajo dan kedepan akan menjadi pembangkit peaker.
4	PLTMG Waingapu 2	0	30		2019	Untuk memenuhi pertumbuhan beban di pulau Sumba
5	PLTMG Bima 2	0	20	-	2020	Untuk memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTU.
6	PLTMG Timor 1 *(Load Follower)*	0	40	-	2022	Untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24%

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						pada 2025. Antisipasi keterlambatan COD PLTU Atambua 24 MW
6	PLTB Tersebar	0	20	-	2019-2021	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
7	PLTBM Tersebar	0	1	-	2017	
8	PLTP Tersebar	0	5	-	2024	
9	PLTS Tersebar	0	70	-	2016-2025	

6.2.6 Perubahan untuk Regional Maluku

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku diperlihatkan pada Tabel 6.13.

Tabel 6.13 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Ambon 2	2x25	2x50	2023/24	2021/22	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTMG Ternate	30	40	2020	2018	Mengantsisipasi pertumbuhan beban di Sistem Ternate
3	PLTM Sapalewa	8	8	2019	2019	Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN

Tambahan proyek baru di Maluku yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada tabel 6.14.

Tabel 6.14 Tambahan Proyek Baru di Maluku

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Seram	0	30	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA
2	PLTMG Namrole	0	10	-	2019	Memenuhi pertumbuhan beban di ibukota Kabupaten Buru Selatan (kabupaten baru) dan mengantisipasi ketidakpastian proyek PLTA

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
3	PLTMG Langgur 2	0	20	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban dan menggantikan proyek PLTU skala kecil
4	PLTMG Saumlaki 2	0	10	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban dan menggantikan proyek PLTU skala kecil
5	PLTMG Dobo 2	0	10	-	2020	Memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem
6	PLTMG Bula	0	10	-	2018	
7	PLTMG Saparua	0	10	-	2022	
8	PLTMG Moa	0	10	-	2022	
9	PLTMG Ternate 2	0	40	-	2018	
10	PLTMG Tidore	0	20	-	2020	
10	PLTU Tidore	0	2x25	-	2022/23	
11	PLTMG Tobelo	0	20	-	2020	
12	PLTMG Bacan	0	20	-	2018	
13	PLTMG Wetar	0	5	-	2018	
13	PLTMG Sanana	0	15	-	2018	
14	PLTMG Morotai	0	10		2019	
15	PLTMG Maba	0	10	-	2023	
16	PLTMG Halmahera *(Load Follower)*	0	40	-	2021	
16	PLTB Tersebar	0	20	-	2019-2025	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
17	PLTBM Tersebar	0	6	-	2017	
18	PLTP Tersebar	0	50	-	2025	
19	PLTS Tersebar	0	25	-	2017-2024	

6.2.7 Perubahan untuk Regional Papua

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di papua diperlihatkan pada Tabel 6.15.

Tabel 6.15 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Papua

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
1	PLTU Jayapura 2	2x25	2x50	2022/23	2020/21	Pada sistem interkoneksi ibukota provinsi yang memiliki pertumbuhan listrik tinggi lebih ekonomis dibangun dengan unit 50 MW, dengan pertimbangan

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Lama (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD Lama	COD Baru	Keterangan
						pembangunan unit 50 MW lebih murah (USD/kW) dan lebih efisien (kcal/kWh) dibanding skala kecil.
2	PLTM Walesi Blok 2	6	6	2019	2019	Perubahan skema kepemilikan dari IPP ke PLN.

Proyek yang diterminasi di Papua diperlihatkan pada Tabel 6.16.

Tabel 6.16 Proyek yang Diterminasi di Papua

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
1	PLTU IPP Jayapura	2x15		2019	-	Kontrak diterminasi karena kegagalan Financial Close
2	PLTU IPP Sorong	2x15		2019	-	Kontrak diterminasi karena gagal memenuhi persyaratan dalam kontrak.
3	PLTU IPP Biak	2x7		2019		

Tambahan proyek baru di Papua yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.17.

Tabel 6.17 Tambahan Proyek Baru di Papua

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Jayapura 1 *(Load Follower)*	-	50	-	2025	Memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem serta untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai.
2	PLTMG Sarmi	0	5	-	2019	
3	PLTMG Biak 2	0	20	-	2019	
4	PLTMG Merauke 2	0	20	-	2019	
5	PLTMG Nabire 2	0	20	-	2019	
6	PLTMG Timika	0	40	-	2018	
7	PLTMG Sorong	0	50	-	2017	
8	PLTU Sorong	0	2x50	-	2019	
9	PLTMG Kaimana	0	10	-	2017	
10	PLTMG Raja Ampat	0	10	-	2017	
10	PLTMG Sorong (Load Follower)	0	50	-	2022	Memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada tahun 2025 serta

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas RUPTL (MW)	Kapasitas Baru (MW)	COD RUPTL	COD Baru	Keterangan
						kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% tidak tercapai.
10	PLTA Tersebar	0	20	-	2025	Untuk memenuhi pertumbuhan beban listrik di masing-masing sistem dan peningkatan porsi pembangkit EBT menjadi 25% pada 2025.
11	PLTS Tersebar	0	40	-	2017-2020	
12	PLTM Digoel	0	3	-	2019	

6.3. 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 padasuatu daerah didorong oleh tiga faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, program elektrifikasi dan program pemerintah untuk membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) serta kawasan-kawasan industri lainnya.

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 2,2 juta per tahun, sehingga rasio elektrifikasi akan mencapai 99,7% pada tahun 2025. 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 utama ketiga yang menjadi pendorong pertumbuhan permintaan tenaga listrik PLN adalah pembangunan KEK dan kawasan-kawasan industri lainnya. Jika pada suatu daerah atau area PLN tidak mampu untuk memenuhi permintaan pelanggan, maka *Captive Power* dapat dilaksanakan. *Captive power* ini umumnya 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. Seiring dengan program pemerintah untuk membangun KEK, PLN diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan pemerintah sebagai KEK. PLN dianggap mampu melistriki baik dengan melistriki langsung (pembangunan pembangkit atau jaringan ke kawasan) maupun dengan pengalihan *captive power*. Beberapa KEK yang telah ditetapkan oleh peraturan pemerintah dan ditelah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* adalah sebagai berikut :

1. KEK Sei Mangkei di Kabupaten Provinsi Sumatera Utara
2. KEK Tanjung Api-api di Kabupaten Banyuasin Provinsi Sumatera Selatan
3. KEK Tanjung Lesung di Kabupaten Pandeglang Provinsi Banten
4. KEK Maloy Batuta Trans Kalimantan di Kabupaten Kutai Timur Provinsi Kalimantan Timur
5. KEK Palu di Kota Palu Provinsi Sulawesi Tengah
6. KEK Morotai di Kabupaten Pulau Morotai Provinsi Maluku Utara
7. KEK Bitung di Kota Bitung Provinsi Sulawesi Utara
8. KEK Mandalika di Kabupaten Lombok Tengah Provinsi Nusa Tenggara Barat

Adapun rencana KEK lainnya yang belum mendapatkan penetapan peraturan pemerintah, upaya pemenuhan kebutuhan tenaga listriknya akan diakomodir setelah mendapatkan kepastian penetapan lokasinya.

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

6.3.1. 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 5 tahun terakhir mencapai nilai tertinggi 6,5% seperti diperlihatkan pada Tabel 6.18.

Tabel 6.18 Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

PDB	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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	2.91	3.04
Growth PDB (%)	5.05	5.67	5.50	6.32	6.06	4.63	6.22	6.49	6.26	5.70	5.02	4.70

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-turut 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 ekspor indonesia.

Proyeksi pertumbuhan ekonomi pada tahun 2015 dan 2016 diambil dari proyeksi pertumbuhan ekonomi Bank Indonesia dan beberapa bank pada situs Bloomberg. Sebagian entitas perbankan memproyeksikan pertumbuhan ekonomi sebesar 4,7% pada tahun 2015 dan rata-rata 5,5% pada tahun 2016. Untuk periode tahun 2017-2019, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi pada draft RPJMN tahun 2015-2019 yang dikeluarkan oleh Bappenas yaitu sebesar 7,1%-8,0%. Untuk periode tahun 2020-2025, proyeksi ekonomi menggunakan angka dari Proyeksi BPPT, yaitu rata-rata 6,4% per tahun. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL sedikit lebih rendah dari pada proyeksi kebutuhan listrik dalam draft RUKN 2015-2034. Hal ini dikarenakan penyediaan tenaga listrik di Indonesia selain dipenuhi oleh PLN juga akan dipenuhi oleh entitas lain[46] dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi.

Dengan demikian asumsi pertumbuhan ekonomi yang digunakan dalam RUPTL ini diperlihatkan pada Tabel 6.19.

Tabel 6.19 Asumsi Pertumbuhan Ekonomi Indonesia

Wilayah	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Indonesia	4.7	5.5	7.1	7.5	8.0	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
Jawa Bali	4.9	5.8	7.2	7.4	7.5	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
Sumatera	5.9	6.2	6.6	6.8	6.9	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Kalimantan	3.6	4.2	5.2	5.4	5.5	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
Sulawesi	6.5	7.6	9.4	9.7	9.8	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6	9.6
Nusa Tenggara	4.5	5.3	6.5	6.7	6.8	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
Maluku & Maluku Utara	4.4	5.2	6.4	6.6	6.7	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Papua & Papua Barat	5.0	5.9	7.4	7.7	7.8	7.7	7.8	7.9	7.9	8.0	8.1

6.3.2. 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 6.20 dapat dilihat perkiraan pertumbuhan penduduk untuk Jawa-Bali, Sumatera dan Indonesia Timur untuk sepuluh tahun mendatang.

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

Tabel 6.20 Pertumbuhan Penduduk (%)

Tahun	Indonesia	Jawa - Bali	Sumatera	Indonesia Timur
2015	1.36	1.11	1.60	1.83
2016	1.25	1.06	1.55	1.47
2017	1.23	1.04	1.47	1.53
2018	1.20	1.01	1.42	1.50
2019	1.15	0.99	1.27	1.47
2020	1.16	0.96	1.41	1.44
2021	1.08	0.92	1.27	1.36
2022	1.05	0.89	1.21	1.33
2023	1.02	0.86	1.16	1.30
2024	0.98	0.84	1.11	1.26
2025	0.95	0.81	1.06	1.23

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

6.3.3. Tarif Listrik

Indikator tarif listrik memberikan efek yang berbeda terhadap permintaan listrik dibandingkan dengan indikator pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk. Kecenderungannya, peningkatan tarif listrik akan menekan konsumsi listrik hingga suatu titik tertentu. Observasi dari data historis penjualan PLN, memperlihatkan kecenderungan masyarakat (konsumen rumah tangga), industri dan bisnis untuk menekan atau mengurangi konsumsi listrik ketika harga listrik meningkat. Dengan memasukkan tarif listrik, sebagian efek penurunan pemakaian listrik dari program efesiensi energi ataupun program *demand side management* (DSM) dapat digambarkan.

Kebijakan Pemerintah mengenai tarif tenaga listrik adalah bahwa tarif tenaga listrik secara bertahap dan terencana diarahkan untuk mencapai nilai keekonomiannya. Proyeksi tarif listrik tahun-tahun kedepan pada RUPTL ini disesuaikan dengan proyeksi inflasi. Pada dasarnya dalam penentuan tarif listrik untuk jangka pendek (bulanan), PLN juga mempertimbangkan Harga Minyak Mentah Indonesia (Indonesia *Crude Price/ICP*). Namun mengingat kondisi saat ini dimana harga minyak mentah dipasar dunia terus mengalami fluktuasi, maka ICP tidak dipertimbangkan dalam memproyeksi tarif listrik di RUPTL ini.

6.4. PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK 2016-2025

Berdasarkan asumsi-asumsi pada butir 6.20, selanjutnya kebutuhan tenaga listrik diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.21. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan energi listrik pada tahun 2025 akan menjadi 457 TWh, atau tumbuh rata-rata sebesar 8,6% per tahun untuk periode tahun 2016-2025. Sedangkan beban puncak *non coincident* pada tahun 2025 akan menjadi 74.383 MW atau tumbuh rata-rata 8,4% per tahun.

Estimasi pencapaian penjualan pada tahun 2015 hanya sebesar 2,0% dan pada 2016 diproyeksinya penjualan dapat meningkat menjadi 8,2% dan 12,5% pada tahun 2017. Pertumbuhan penjualan yang cukup signifikan pada tahun 2016 dapat dipicu oleh beberapa hal. *Rebound effect* dapat menjadi salah satu pemicunya. Efek ini juga pernah terjadi pada tahun 2009-2010, yaitu ketika krisis ekonomi global melanda dunia. Penjualan pada tahun 2010 meningkat sebesar 9.4% setelah sebelumnya anjlok pada angka 4,3%. Pada tahun 2010, elastisitas pertumbuhan ekonomi terhadap pertumbuhan penjualan cukup tinggi yaitu 1,5. Ini berarti kenaikan 1% pertumbuhan ekonomi setara dengan kenaikan 1,5% penjualan. Diproyeksikan pada tahun 2016 elastisitas ini juga akan mencapai 1.5. Jika diperhatikan, angka ini lebih tinggi dari rata-rata realisasi elastisitas antara tahun 2004-2014 yaitu 1,3. Namun hal ini dapat terjadi mengingat beberapa hal sebagai berikut :

- Program-program serta peraturan-peraturan yang dicanangkan pemerintah. Salah satu contoh program yang dapat menaikkan penjualan tenaga listrik adalah pendirian Kawasan Ekonomi Khusus (KEK). KEK ini dapat meningkatkan permintaan listrik yang cukup besar. KEK yang tersebar di indonesia baik yang eksisting maupun rencana yang akan membutuhkan listrik dalam jumlah yang besar. Selain itu, peraturan pemerintah yang berkaitan dengan larangan ekspor bahan mineral mentah juga akan meningkatkan jumlah industri *smelter* khususnya didaerah-daerah pertambangan. Industri-industri *smelter* yang tersebar di beberapa daerah seperti Sulawesi dan Kalimantan ini akan membutuhkan daya listrik yang besar. Diproyeksikan untuk beberapa *smelter* di Sulawesi akan masuk pada tahun 2016.
- Daftar tunggu pelanggan besar baik pelanggan pada sektor industri maupun pelanggan pada sektor bisnis yang belum dapat disambung pada tahun 2015, akan menjadi pelanggan potensial ditahun 2016. Program penjualan di 2015 yang terhambat karena keterlambatan beberapa proyek

transmisi dan GI khususnya di Jawa-Bali, diproyeksikan akan selesai pada tahun 2016 sehingga daftar tunggu pelanggan pada 2015 dapat terlayani.

– Kekurangan daya pada tahun 2015 yang menyebabkan pemadaman pada beberapa daerah di Indonesia. Kekurangan daya ini diproyeksikan dapat diatasi pada 2016.

Tabel 6.21 Pertumbuhan Ekonomi, Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik dan Beban Puncak Periode Tahun 2016–2025

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (TWh)	Beban Puncak (non-coincident) (MW)
2015	4.7	200	33,112
2016	5.5	217	35,828
2017	7.1	244	40,218
2018	7.5	268	44,130
2019	8.0	292	47,711
2020	6.4	315	51,270
2021	6.4	340	55,299
2022	6.4	366	59,523
2023	6.4	394	64,127
2024	6.4	425	69,058
2025	6.4	457	74,383

Jumlah pelanggan pada akhir tahun 2015 diproyeksikan sebesar 60,9 juta dan akan bertambah menjadi 82,57 juta pada tahun 2025 atau bertambah rata-rata sebanyak 2,2 juta pelanggan per tahun. Proyeksi jumlah penduduk dan pertumbuhan pelanggan pada tahun 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6.22 Proyeksi Jumlah Penduduk dan Pertumbuhan Pelanggan Periode Tahun 2016–2025

Tahun	Penduduk (Juta)	Pelanggan (Juta)	Pertambahan Pelanggan per Tahun (Juta)
2016	256.4	64.07	3.14
2017	259.6	66.95	2.88
2018	262.7	69.87	2.91
2019	265.7	72.33	2.46
2020	268.8	74.75	2.42
2021	271.7	76.50	1.75
2022	274.5	78.04	1.54
2023	277.3	79.57	1.54
2024	280.1	81.07	1.49
2025	282.7	82.57	1.50

Proyeksi prakiraan kebutuhan listrik periode tahun 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel 6.23 dan Gambar 6.1.

Tabel 6.23 Prakiraan Kebutuhan Listrik, Pertumbuhan Listrik, Jumlah Pelanggan dan Konsumsi per Kapita

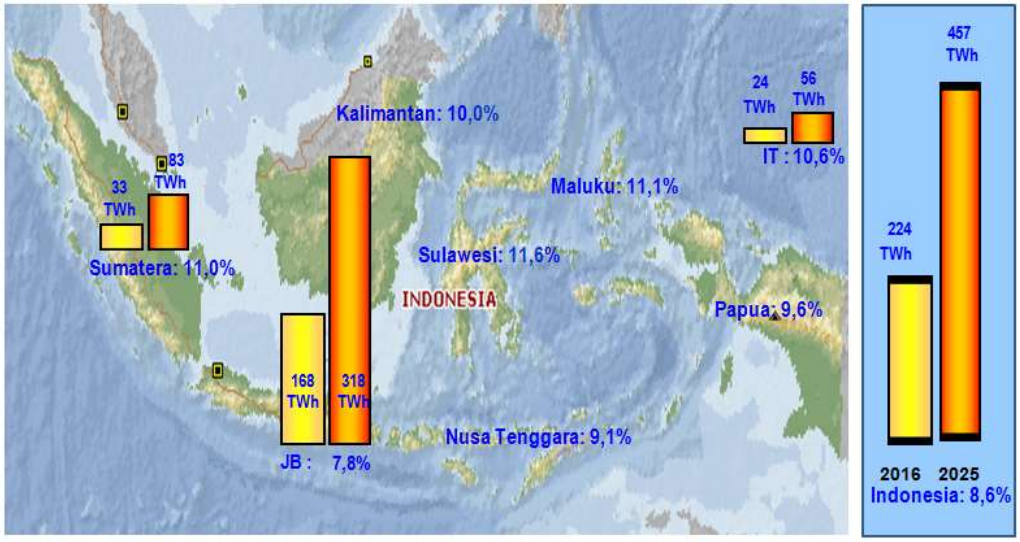
URAIAN	Satuan	2015*	2016	2018	2020	2022	2024	2025
1. Energi Demand								
- Indonesia	TWh	200.4	216.8	267.9	315.3	366.0	424.9	457.0
- Jawa Bali		150.5	162.1	197.1	228.2	260.8	297.5	317.7
- Indonesia Timur		20.6	22.7	29.8	36.4	43.6	52.2	56.4
- Sumatera		29.3	32.1	41.0	50.7	61.7	75.2	82.9
2. Pertumbuhan								
- Indonesia	%	2.0	8.2	9.9	8.1	7.7	7.7	7.6
- Jawa Bali		0.8	7.7	8.9	7.2	6.8	6.8	6.8
- Indonesia Timur		6.2	10.3	13.9	10.3	9.3	9.2	8.2
- Sumatera		6.2	9.4	11.8	10.4	10.3	10.5	10.2
3. Pelanggan								
- Indonesia	Juta	60.9	64.1	69.9	74.7	78.0	81.1	82.6
- Jawa Bali		39.3	41.1	44.3	46.7	48.3	49.8	50.6
- Indonesia Timur		9.7	10.4	11.7	13.0	14.0	14.9	15.3
- Sumatera		11.9	12.6	13.9	15.0	15.7	16.4	16.7
4. Konsumsi per Kapita								
- Indonesia	kWh / kapita	791.4	845.6	1,020.0	1,173.0	1,333.3	1,517.1	1,616.5
- Jawa Bali		1,017.3	1,083.7	1,291.6	1,466.3	1,646.2	1,846.6	1,956.0
- Indonesia Timur		404.6	439.7	559.8	663.7	774.2	903.3	965.8
- Sumatera		539.0	580.5	721.9	868.9	1,030.9	1,228.5	1,339.8

* Estimasi realisasi energi jual

Pada periode tahun 2016-2025 kebutuhan listrik diperkirakan akan meningkat dari 216,8 TWh pada tahun 2016 menjadi 457,0 TWh pada tahun 2025, atau tumbuh rata-rata 8,6% per tahun. Untuk wilayah Sumatera pada periode yang sama, kebutuhan listrik akan meningkat dari 32,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 82,9 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 11,0% per tahun.Wilayah Jawa-Bali tumbuh dari 162,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 317,7 TWh pada tahun 2025 atau tumbuh rata-rata 7,8% per tahun. Sedangkan Wilayah Indonesia Timur tumbuh dari 22,7 TWh pada 2016 menjadi 56,4 TWh di 2025 atau tumbuh rata-rata 10,6% per tahun.

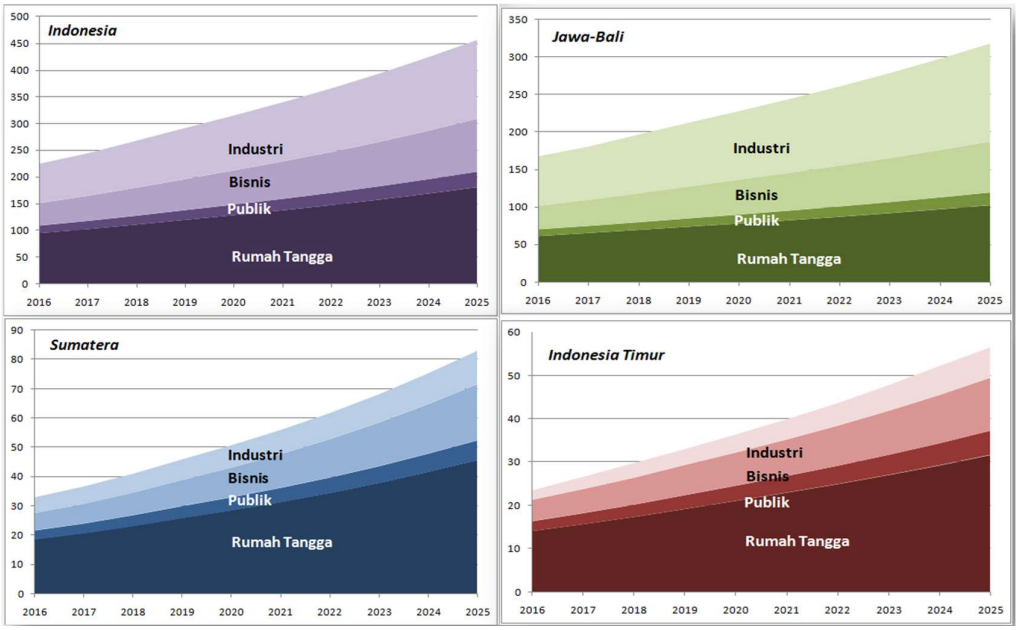
Konsumsi perkapita rata-rata pada tahun 2015 adalah sebesar 791,4 kWh dan miningkat menjadi 1616,5 kWh pada tahun 2025. Konsumsi perkapita terbesar terdapat pada region Jawa Bali yaitu sebesar 1.017,3 kWh per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 1.956,0 kWh per kapita. Sedangkan konsumsi terendah perkapita adalah region Indoensia timur, dengan rata-rata pemakaian

tenaga listrik sebesar 404,6 per kapita pada tahun 2015 dan meningkat menjadi 965,8 di tahun 2025.



Gambar 6.1 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016 dan 2025

Proyeksi penjualan tenaga listrik per kelompok pelanggan dapat dilihat pada Gambar 6.2 dan Tabel 6.24. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa pada Sistem Jawa Bali, kelompok pelanggan industri mempunyai porsi yang cukup besar pada tahun 2025, yaitu rata-rata 41,0% dari total penjualan. Sedangkan di Indonesia Timur dan Sumatera rata-rata porsi pelanggan industri adalah relatif kecil, yaitu masing-masing hanya 12.5% dan 13,6%. Pelanggan residensial masih mendominasi penjualan hingga tahun 2025, yaitu 56,0% untuk Indonesia Timur dan 55,1% untuk Sumatera.

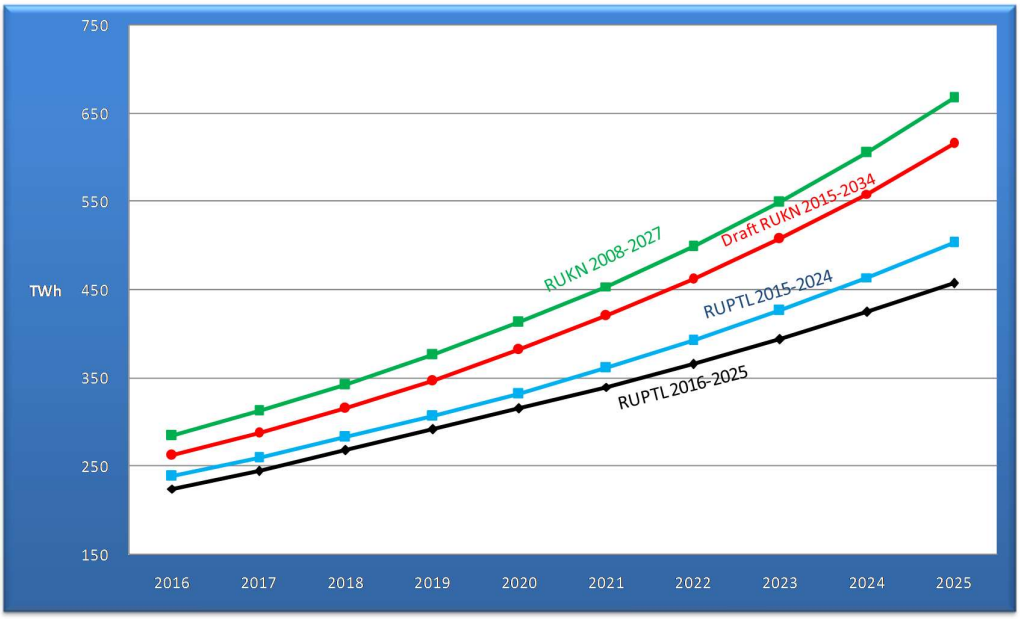


Gambar 6.2 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025

Tabel 6.24 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik PLN Tahun 2016-2025 per Kelompok Pelanggan (TWh)

Wilayah	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Jawa-Bali										
Rumah Tangga	59.6	65.6	69.8	74.1	78.4	82.8	87.4	92.3	97.5	102.9
Bisnis	8.5	9.5	10.2	11.0	11.8	12.7	13.6	14.6	15.7	16.9
Publik	29.9	34.8	38.7	42.5	46.7	50.4	54.5	58.8	63.3	68.1
Industri	64.0	71.1	78.4	85.2	91.3	98.2	105.2	112.9	121.1	129.8
Jumlah	**162.1**	**181.0**	**197.1**	**212.8**	**228.2**	**244.1**	**260.8**	**278.6**	**297.5**	**317.7**
Sumatera										
Rumah Tangga	18.1	20.7	23.2	25.9	28.5	31.4	34.4	37.9	41.7	45.7
Bisnis	3.0	3.4	3.7	4.1	4.5	4.9	5.3	5.8	6.2	6.7
Publik	5.7	6.6	7.6	8.8	10.1	11.5	13.0	14.8	16.9	19.2
Industri	5.3	6.0	6.5	7.0	7.6	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2
Jumlah	**32.1**	**36.7**	**41.0**	**45.9**	**50.7**	**55.9**	**61.7**	**68.1**	**75.2**	**82.9**
Indonesia Timur										
Rumah Tangga	13.7	15.5	17.3	19.2	21.0	22.9	24.9	27.0	29.2	31.6
Bisnis	2.2	2.5	2.8	3.1	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	5.5
Publik	4.8	5.5	6.2	7.0	7.7	8.4	9.3	10.2	11.2	12.2
Industri	2.1	2.7	3.4	3.7	4.2	4.7	5.2	6.0	6.7	7.0
Jumlah	**22.7**	**26.2**	**29.8**	**33.0**	**36.4**	**39.9**	**43.6**	**47.7**	**52.2**	**56.4**
Indonesia										
Rumah Tangga	91.4	101.8	110.3	119.2	128.0	137.1	146.8	157.2	168.4	180.2
Bisnis	13.7	15.4	16.8	18.3	19.8	21.4	23.1	25.0	27.0	29.1
Publik	40.4	46.9	52.5	58.3	64.4	70.3	76.8	83.8	91.3	99.6
Industri	71.4	79.8	88.3	95.9	103.1	111.1	119.3	128.4	138.2	148.1
Jumlah	**216.8**	**243.9**	**267.9**	**291.8**	**315.3**	**339.9**	**366.0**	**394.4**	**424.9**	**457.0**

Gambar 6.3 memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan tahun 2016-2025 antara RUPTL 2016-2025, RUPTL 2015-2024, Draft RUKN 2015-2034 dan RUKN 2008-2027. Proyeksi penjualan pada RUPTL 2016-2025 relatif lebih rendah dibanding ketiga proyeksi lainnya. Hal ini disebabkan oleh angka estimasi realisasi penjualan di 2015 yang digunakan pada RUPTL 2016-2025 jauh lebih rendah. Turunnya angka pertumbuhan ekonomi nasional pada tahun 2015 disinyalir menjadi salah satu penyebab kecilnya penjualan listrik.



Gambar 6.3 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik RUPTL dan RUKN

6.5. RENCANA PENGEMBANGAN PEMBANGKIT

6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit

Wilayah Sumatera

Kandidat pembangkit yang digunakan pada simulasi penambahan pembangkit di sistem Sumatera cukup bervariasi, yaitu kandidat PLTU batubara dengan kapasitas 300 MW dan 600 MW (mulut tambang maupun bukan mulut tambang). PLTG/MG/U pemikul beban puncak dan beban menegah (*loadfollower*) dengan kapasitas 100 MW dan 250 MW, serta PLTA-Pump Storage dengan kelas kapasitas 250 MW. Selain itu juga ada pembangkit panas bumi (PLTP) yang diperlakukan sebagai *fixed projects*. Sedangkan untuk 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[47]. Selain itu terdapat beberapa PLTP kelas 55 MW dan 110 MW, serta PLTA. PLTN jenis *Pressurised Water Reactor* (PWR) 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[48] 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 2025.

Asumsi harga bahan bakar dapat dilihat pada Tabel 6.25.

Tabel 6.25 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 70/Ton	5.100 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 50/Ton	4.200 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 30/Ton	<4.000 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG *)	USD 13/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,6/Liter	9.070 kcal/l
MFO *)	USD 0,5/Liter	9.370 kcal/l
Uap Panas Bumi dan proyek energi terbarukan	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai *fixed plant*)	
Bahanbakar nuklir	USD 1.400 /kg	

*) Harga tersebut adalah untuk harga *crude oil* US$70/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 50-450MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

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

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

6.5.2. 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 penugasantersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 6.26.

Sampai dengan bulan Juli 2015 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 7.645 MW, dalam tahap komisioning 1.541 MW dan tahap konstruksi 585 MW. Selain itu juga terdapat proyek yang diterminasi sebesar 34 MW, yaitu PLTU Selat Panjang (2x10 MW), PLTU Bengkalis (2x7 MW) dan PLTU Kalteng (2x7 MW), serta ada 1 proyek gagal tender yaitu PLTU Timika (2x7 MW) yang diganti dengan PLTU Merah Putih Timika (4x7 MW).

Tabel 6.26 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	2013-2014

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2014
PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2017-2018
PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2015-2016
PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2016

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 1 di Jateng (Rembang)	2x315	2011
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2016
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
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2014
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2015
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	*Batal*
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2016
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2013
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2015-2016
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2014-2016
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	*Batal*
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2017-2018
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU di Kalsel (Asam-Asam)	2x65	2013
PLTU 2 di Sulut (Amurang)	2x25	2012
PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2016-2017
PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2015
PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2015-2016
PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	*Batal*
PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2018
PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2014
PLTU di Sulsel (Barru)	2x50	2012-2013
PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2015-2016
PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2015
PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2014
PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2017
PLTU 1 Sulut	2x25	2019
PLTU 2 di Kalteng	2x7	*Batal*

6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 (FTP2) yang ditetapkan dengan Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 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 6.27.

Tabel 6.27 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83
		PLTP	Jaboi	2 x 5
		PLTP	Seulawah Agam	110
Banten	Swasta	PLTP	Gunung Endut	40
		PLTP	Rawa Dano	110
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260
		PLTA	Jatigede	2 x 55
		PLTU	Indramayu	1,000
		PLTU	Jawa-6	2 x 1,000
	Swasta	PLTP	Cibuni	10
		PLTP	Cisolok-Cisukarame	50
		PLTP	Gunung Ciremai	2 x 55
		PLTP	Kamojang 5	30
		PLTP	Karaha Bodas	30
		PLTP	Karaha Bodas	2 x 55
		PLTP	Patuha	3 x 55
		PLTP	Tampomas	45
		PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x 55
		PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x 30
		PLTP	Wayang Windu 3-4	2 x 110
		PLTU	Jawa-1	1,000
		PLTU	Jawa-3	2 x 660
		PLTU	Jawa-5	2 x 1,000
Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	2 x 110
		PLTP	Dieng	55
		PLTP	Dieng	60
		PLTP	Guci	55
		PLTP	Umbul Telumoyo	55
		PLTP	Ungaran	55
		PLTU	Jawa-4	2 x 1,000
Jawa Timur	Swasta	PLTP	Ijen	2 x 55
		PLTP	Iyang Argopuro	55
		PLTP	Wilis/Ngebel	3 x 55
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x 50
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x 100
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai	280
Kaltim	Swasta	PLTU	Kaltim	2 x 100

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW
Lampung	Swasta	PLTA	Semangka	2 x 28
		PLTP	Danau Ranau	2 x 55
		PLTP	Rajabasa	2 x 110
		PLTP	Suoh Sekincau	4 x 55
		PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x 55
		PLTP	Wai Ratai	55
Maluku	PLN	PLTP	Tulehu	2 x 10
Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	4 x 10
		PLTP	Songa Wayaua	5
NTB	PLN	PLTP	Sembalun	2 x 10
		PLTU	Lombok	2 x 50
	Swasta	PLTP	Hu'u	2 x 10
NTT	Swasta	PLTP	Atadei	2 x 2.5
		PLTP	Mataloko	20
		PLTP	Sokoria	30
		PLTP	Oka Ile Ange	10
Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x 100
	Swasta	PLTA	Bonto Batu	110
		PLTA	Malea	2 x 45
Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu	40
		PLTP	Marana/Masaingi	2 x 10
Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu	80
	Swasta	PLTP	Lahendong V dan VI	2 x 20
Sumbar	PLN	PLTA	Masang 2	55
	Swasta	PLTP	Bonjol	60
		PLTP	Muaralaboh	2 x 110
Sumsel	Swasta	PLTP	Lumut Balai	4 x 55
		PLTP	Rantau Dadap	2 x 110
Sumut	PLN	PLTA	Asahan 3	2 x 87
		PLTU	Pangkalan Susu 3 dan 4	2 x 200
	Swasta	PLTA	Hasang	40
		PLTA	Wampu	3 x 15
		PLTP	Sarulla 1	3 x 110
		PLTP	Sarulla 2	2 x 55
		PLTP	Simbolon Samosir	2 x 55
		PLTP	Sipoholon Ria-ria	20
		PLTP	Sorik Marapi	240
Jumlah				**17,458**

Porsi pembangkit EBT (PLTP dan PLTA) dalam FTP2 sebesar 38%. Pengembangan ini merupakan bagian dari rencana yang lebih besar lagi dalam RUPTL yang mencapai 14.000 MW hingga tahun 2025. 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. Terdapat perubahan kapasitas dalam proyek pembangkit FTP2 antara lain PLTG/MG Bangkanai dan PLTA Bonto Batu. Kapasitas PLTG/MG Bangkanai dari total 280 MW menjadi total 295 MW karena kapasitas tersebut menyesuaikan dengan kapasitas yang sudah terkontrak. Sedangkan PLTA Bonto Batu dari total 110 MW menjadi 46 MW sesuai dengan hasil studi terakhir dari pengembang.

6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW

Program pembangunan ketenagalistrikan 35.000 MW meliputi pengembangan pembangkit, jaringan transmisi dan GI dan jaringan distribusi. Pengembangan tersebut untuk memenuhi pertumbuhan ekonomi rata-rata 6,6% per tahun, pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata 8,3% per tahun dan rasio elektrifikasi 97% pada tahun 2019. Program ini merupakan bagian dari rencana pengembangan ketenagalistrikan 10 tahun ke depan yang diharapkan dapat COD pada tahun 2019.

Sesuai kebijakan pemerintah untuk mewujudkan program 35.000 MW, diharapkan peran swasta dalam pembangunan pembangkit lebih besar dibandingkan dengan yang akan dibangun oleh PLN. Porsi pengembangan pembangkit 35.000 MW seperti terlihat dalam Tabel 6.28. Dalam tabel tersebut IPP akan melakukan pembangunan pembangkit sebesar 25.068 MW atau sekitar 70%, sedangkan PLN akan membangun pembangkit sebesar 10.559 MW atau 30%.

Tabel 6.28 Kebutuhan Tambahan Pembangkit 35.000 MW

Pembangkit	IPP	PLN	Jumlah
PLTU	17,598	2,215	19,813
PLTA/PLTM	582	1,389	1,971
PLTG/MG/GU	6,123	6,785	12,908
PLTP	555	170	725
PLT Bayu	180	-	180
PLT Biomass	30	-	30
Jumlah	**25,068**	**10,559**	**35,627**

Sesuai arahan Wapres RI dan dalam Draft RUKN 2015-2034 dinyatakan bahwa porsi IPP adalah sebesar 30 GW sedangkan PLN hanya 5 GW, namun PLN berpendapat bahwa hal tersebut akan sulit dilakukan karena 6 GW proyek pembangkit PLN telah diproses pengadaannya dengan rincian sebagai berikut:

- Sudah kontrak sebesar 2,9 GW.
- Telah ada komitmen pendanaan sebesar 1,3 GW.
- Dalam proses pengadaan sebesar 0,8 GW.
- Sudah ada dokumen FS dan dokumen lelang di lokasi eksisting PLN sebesar 1,5 GW.

Sedangkan sisanya sekitar 4 GW masih dalam persiapan proses, yang sebagian besar merupakan pembangkit *peaker/mobile power plant* di Sumatera dan Indonesia Timur.

Pembangkit pemikul beban puncak (*peaker*) yang berfungsi mengontrol keandalan operasi, serta pengembangan sistem *isolated* untuk meningkatkan rasio elektrifikasi sebaiknya dibangun oleh PLN. Namun demikian dibuka kemungkinan pihak swasta yang benar-benar berminat untuk dapat ikut berpartisipasi sebagai pembangkit peaker dan mengembangkan sistem isolated.

Apabila proyek pembangkit PLN tersebut dialihkan menjadi IPP, maka akan memperpanjang waktu sehingga target COD tahun 2019 tidak dapat tercapai, selain itu juga akan timbul masalah hukum. *Security of supply* juga menjadi pertimbangan agar dalam suatu sistem tidak didominasi oleh swasta.

Selain itu dengan telah dilakukannya revaluasi aset, kemampuan keuangan PLN telah meningkat sekitar 65% dari sebelum dilakukannya revaluasi aset. Kemampuan keuangan tersebut telah memberikan keyakinan bagi PLN untuk dapat membangun pembangkit tenaga listrik sebesar 29% dari total kapasitas 35.000 MW, dengan tetap melaksanakan kebijakan prioritas yang telah diamanatkan kepada PLN:

1. Pelaksanaan program listrik perdesaan;
2. Pembangunan dan perkuatan jaringan transmisi dan distribusi tenaga listrik;
3. Pembangunan dan perkuatan gardu induk;
4. Pembangunan pembangkit peaker;
5. Pembangunan pembangkit tenaga listrik di daerah remote.

Untuk dapat menyalurkan daya dari pembangkit-pembangkit tersebut ke pelanggan, dibutuhkan Tambahan jaringan transmisi sebesar 48 ribu kms dan tambahan GI sebesar 114 ribu MVA.

Pemerintah mengharapkan agar program 35.000 MW ini dapat diselesaikan pada tahun 2019. Hal ini tidak akan dapat tercapai apabila tidak didukung oleh faktor-faktor antara lain dukungan pemerintah, kesiapan internal PLN dan kesiapan pelaku usaha untuk menghadapi kendala-kendala dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan, seperti perizinan dan pembebasan lahan. Tanpa dukungan tersebut maka COD pembangkit diperkirakan akan mengalami keterlambatan.

Tantangan dalam implementasi program 35.000 MW antara lain:

1. PLN perlu segera memperkuat struktur permodalan untuk menjaga rasio keuangan yang sehat (antara lain saat ini DSCR sebesar 1,35, lebih rendah dari syarat 1,5).
2. Perlu percepatan dan kejelasan skema penjaminan Pemerintah untuk pendanaan terutama untuk proyek-proyek skala besar dan/atau menjadi perhatian khusus.
3. Interdependensi antar-aktivitas dan antar-proyek pembangkit, transmisi, dan gardu induk pada Program 35.000 MW tinggi sehingga memerlukan integrasi antar-proyek, fungsi dan proses yang kuat.
4. Koneksi kesisteman dan keselarasan antara kapasitas dengan *demand*perlu diutamakan sejak perencanaan dan perlu dievaluasi terus menerus.
5. Pengadaan tanah membutuhkan waktu 488-742 hari (UU 2/2012) dan harus selesai sebelum penunjukan pengembang (± 21.130 MW belum bebas) dan penyelesaian benturan antar regulasi.
6. Perizinan membutuhkan penyelarasan dan akselerasi oleh Pemerintah Pusat dan Daerah serta perlu waktu yang lama (rencana PTSP masih membutuhkan 240 hari sampai dengan siap konstruksi).
7. Pengadaan pengembang harus selesai paling lambat kuartal IV 2016 untuk pembangkit PLN dan kuartal IV 2015 untuk pembangkit IPP dan penentuan pemenang tidak hanya berbasis harga terendah, namun berbasis kualitas dan nilai *(value)* yang diperoleh.
8. Perlu langkah khusus pengamanan pasokan energi primer, terutama gas.

<u>Kunci sukses dan dukungan yang diharapkan Program 35.000 MW</u>

Untuk mencapai target Program 35.000 MW, diperlukan dukungan Pemerintah baik di tingkat pusat maupun daerah, kesiapan internal PLN, dan kesiapan pelaku usaha.

1. Dukungan Pemerintah
    - Jaminan pemerintah agar PLN dapat memperoleh pendanaan dengan biaya yang lebih efisien.
    - Penguatan neraca PLN melalui penyertaan modal dan profitabilitas melalui restrukturisasi tariff.

- Dukungan pemerintah pusat dan daerah untuk pengadaan tanah, perizinan, dan energi primer.

2. Kesiapan Internal PLN
    - Penguatan SDM dan organisasi PLN untuk mengelola dan melaksanakan program, termasuk percepatan penetapannya.
    - Penerapan manajemen program yang baik.
    - Pemenuhan milestone program sesuai rencana.
3. Kesiapan Pelaku Usaha

    Kesiapan pelaku usaha, antara lain kontraktor, IPP, supplier, konsultan, lender, dan masyarakat.

Dukungan Pemerintah untuk Program Percepatan Pembangunan Pembangkit 35.000 MW

Keberhasilan program 35.000MW untuk 5 tahun ke depan membutuhkan dukungan Pemerintah dalam halsebagai 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 pendanaan APBN dengan menggunakan APLN atau PMN.
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. Percepatan pengadaan tanah dengan penerapan UU 2 Tahun 2012 yang dilengkapi aturan pelaksana yang jelas serta membentuk Tim Pengadaan Tanah khusus program 35.000 MW.

6.5.5. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.29. 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 6.29 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
PLN											
PLTU	1,822	251	1,294	1,945	500	150	-	-	-	2,000	7,962
PLTP	-	-	65	105	55	-	55	-	40	80	400
PLTGU	-	1,280	2,650	150	-	-	-	-	-	-	4,080
PLTG	409	1,301	759	150	177	160	20	10	-	30	3,016
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	6	2	63	5	-	-	-	-	-	77
PLTA	-	-	88	284	22	77	187	446	251	277	1,632
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	-	-	-	1,040
PLT Lain	13	-	-	-	1	1	-	-	-	-	15
Jumlah	**2,244**	**2,838**	**4,858**	**3,737**	**760**	**388**	**262**	**456**	**291**	**2,387**	**18,221**
IPP											-
PLTU	1,205	773	2,103	15,223	4,001	921	300	300	300	-	25,125
PLTP	85	350	255	485	525	450	285	935	750	940	5,060
PLTGU	-	35	4,200	1,350	-	-	250	-	-	-	5,835
PLTG	350	83	476	20	10	6	-	-	-	-	945
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	32	72	112	229	76	86	196	26	257	201	1,288
PLTA	45	57	87	73	118	254	230	1,351	980	2,305	5,499
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	179	279	346	266	308	63	46	129	30	276	1,922
Jumlah	**1,896**	**1,649**	**7,579**	**17,646**	**5,038**	**1,779**	**1,307**	**2,741**	**2,317**	**3,722**	**45,674**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	7	47	710	100	400	200	250	1,714
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	460	230	690
PLTGU	-	-	-	-	-	-	800	260	4,340	3,600	9,000
PLTG	-	-	-	-	21	88	125	16	10	50	310
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	8	8	-	222	75	350	1,368	2,029
PS	-	-	-	-	-	-	-	450	450	2,000	2,900
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**15**	**76**	**798**	**1,247**	**1,201**	**5,810**	**7,498**	**16,643**
Total											-
PLTU	3,027	1,024	3,397	17,175	4,548	1,781	400	700	500	2,250	34,801
PLTP	85	350	320	590	580	450	340	935	1,250	1,250	6,150
PLTGU	-	1,315	6,850	1,500	-	-	1,050	260	4,340	3,600	18,915
PLTG	759	1,384	1,235	170	208	254	145	26	10	80	4,271
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	32	78	115	292	81	86	196	26	257	201	1,365
PLTA	45	57	175	365	147	330	639	1,872	1,581	3,950	9,160
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	450	450	2,000	3,940
PLT Lain	192	279	346	266	309	64	46	129	30	276	1,937
Jumlah	**4,139**	**4,487**	**12,437**	**21,398**	**5,873**	**2,965**	**2,816**	**4,398**	**8,418**	**13,607**	**80,538**

Tabel 6.29 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2016–2025) untuk seluruh Indonesia adalah 80,5 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 8,1 GW per tahun.
- Penambahan kapasitas pembangkit tersebut lebih tinggi dari RUPTL 2015-2024 karena untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24% pada tahun 2025. Selain itu juga telah memperhitungkan penambahan pembangkit gas sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 34,8 GW atau 43,2%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 18,9 GW atau 23,5% dan PLTG/MG sebesar 4,3 GW atau 5,3%. Untuk energi baru dan terbarukan (EBT), yang terbesar adalah PLTA sebesar 14,5 GW atau 18,0% dari kapasitas total, disusul oleh panas bumi sebesar 6,2 GW atau 7,6%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 1,9 GW atau 2,4 % berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB, PLTD, PLT sampah dan biomass.
- Untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan pembangkit EBT sebesar 14,4 GW di luar yang sudah disebutkan dalam tabel 6.29 di atas. Namun sebagai kontingensi apabila target EBT tersebut tidak terpenuhi, maka direncanakan tambahan pembangkit gas/LNG sekitar 5 GW.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 21,4 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

6.5.6. Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Wilayah Sumatera

Sistem kelistrikan di wilayah Sumatera terdiri dari 1 sistem interkoneksi, yaitu: Sistem Sumatera, dan 2 sistem *isolated* yang cukup besar dengan beban puncak di atas 50 MW, yaitu Bangka dan Tanjung Pinang, serta beberapa sistem *isolated* dengan beban puncak di atas 10 MW.

Penambahan Pembangkit Wilayah Sumatera

Pada Tabel 6.30 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Sumatera.

Tabel 6.30 Kebutuhan Pembangkit Wilayah Sumatera (MW)

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
PLN											
PLTU	344	-	200	200	-	-	-	-	-	-	744
PLTP	-	-	55	55	55	-	55	-	-	-	220
PLTGU	-	30	250	-	-	-	-	-	-	-	280
PLTG/MG	-	250	204	-	-	-	-	-	-	-	454
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	88	174	-	-	52	163	89	47	613
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**344**	**280**	**797**	**429**	**55**	**-**	**107**	**163**	**89**	**47**	**2,311**
IPP											-
PLTU	525	-	750	2,750	1,451	21	-	300	300	-	6,097
PLTP	55	330	235	265	195	160	110	495	420	700	2,965
PLTGU	-	-	750	250	-	-	250	-	-	-	1,250
PLTG/MG	350	63	376	20	10	6	-	-	-	-	825
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	18	26	46	99	30	35	155	6	104	143	661
PLTA	45	10	87	73	-	59	175	768	-	1,219	2,436
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PLT Lain	111	72	67	-	10	11	-	10	10	-	291
Jumlah	**1,104**	**501**	**2,311**	**3,457**	**1,696**	**292**	**690**	**1,579**	**834**	**2,062**	**14,525**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	7	47	-	-	-	-	-	54
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	400	400	800
PLTG/MG	-	-	-	-	20	45	15	15	-	-	95
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	8	8	-	85	75	-	390	564
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**15**	**75**	**45**	**100**	**90**	**400**	**1,790**	**2,513**
Total											-
PLTU	869	-	950	2,957	1,498	21	-	300	300	-	6,895
PLTP	55	330	290	320	250	160	165	495	420	700	3,185
PLTGU	-	30	1,000	250	-	-	250	-	400	400	2,330
PLTG/MG	350	313	580	20	30	51	15	15	-	-	1,374
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	18	26	46	99	30	35	155	6	104	143	661
PLTA	45	10	175	255	8	59	312	1,006	89	1,656	3,613
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000
PLT Lain	111	72	67	-	10	11	-	10	10	-	291
Jumlah	**1,447**	**781**	**3,108**	**3,901**	**1,826**	**337**	**896**	**1,832**	**1,323**	**3,899**	**19,349**

Tabel 6.30 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

– Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 19,3 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,9 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 18,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 1,1 GW.

– PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit *thermal* yang akan dibangun, yaitu sebesar 6,9 GW (35,6%). Sedangkan untuk pembangkit gas yang direncanakan yaitu, PLTGU sebesar 2,3 GW (12,0%), PLTG/MG 1,4 GW (7,1%). Sementara untuk energi terbarukan khususnya PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,3 GW atau 27,3%, panas bumi sebesar 3,2 GW atau 16,5%, dan pembangkit lainnya 0,3 GW atau 1,5%.

– Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 3,9 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya

Neraca daya sistem Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.31.

Tabel 6.31 Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2016-2025

No	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	**Kebutuhan**											
	Produksi	GWh	34.737	39.713	44.334	49.557	54.630	60.114	66.158	72.889	80.356	88.761
	Faktor Beban	%	72	72	72	72	72	72	72	73	73	73
	Beban Puncak	MW	5.519	6.301	7.025	7.841	8.632	9.485	10.425	11.469	12.627	13.928
	Beban Puncak (Bruto)											
2	**Pasokan**											
	Kapasitas Terpasang	MW	7.747	7.747	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
	Daya Mampu	MW	7.355	7.270	6.704	6.154	5.706	5.466	5.376	5.376	5.376	5.376
	PLN	MW	4.691	4.691	4.691	4.665	4.277	4.277	4.277	4.277	4.277	4.277
	Sewa	MW	1.455	1.370	824	300	240	-	-	-	-	-
	IPP	MW	1.209	1.209	1.189	1.189	1.189	1.189	1.099	1.099	1.099	1.099
	Retired & Mothballed (PLN)	MW	-	-	247	-	-	-	-	-	-	-
3	**Tambahan Kapasitas**											
	PLN ON-GOING & COMMITTED											
	Riau Amandemen FTP1 (Tenayan)	PLTU	220									
	Tarahan #4 FTP1 (Sebalang)	PLTU	100									
	Pangkalan Susu #3,4 (FTP2)	PLTU			200	200						
	Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU		30								
	Hululais (FTP2)	PLTP			55	55						
	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP					55		55			
	Peusangan 1-2	PLTA			88							
	Asahan III (FTP2)	PLTA				174						
	Masang-2 (FTP2)	PLTA							55			
	MPP Sumbagselteng	PLTG/MG	75									
	MPP Sumbagsel	PLTG/MG	100									
	MPP Sumbagut	PLTG/MG	100									
	SWASTA ON-GOING & COMMITTED											
	Keban Agung	PLTU	225									
	Sumsel-5 (Bayung Lencir)	PLTU	300									
	Lumut Balai (FTP2)	PLTP		55	55						110	
	Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP	55	55								
	Sarulla I (FTP2)	PLTP		220	110							
	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										220
	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								510		
	Sumut-1	PLTU			300							
	Sumsel-1	PLTU				300	300					
	pembangkit Minihihdro Tersebar	PLTMH	8	26	46							46
	RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS PLN/SEWA											
	Lampung Peaker	PLTGU/MG			200							
	Riau Peaker	PLTGU/MG		200								
	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU/MGU			250							
	Simonggo-2	PLTA								90		
	Ketahun-1	PLTA								25		
	Masang-3	PLTA									89	
	Kumbih	PLTA								48		
	RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS SWASTA											
	Krueng Isep	PLTA		10	10							
	Dumai	PLTGU							250			
	Riau	PLTGU			250							
	MT Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU				200	200					
	Sumut-2	PLTU								300	300	
	Sumsel-6	PLTU				300	300					
	Sumsel - 7	PLTU			300							
	Sumbagsel-1	PLTU			150	150						
	Bengkulu	PLTU				200						
	Banyuasin	PLTU					240					
	Jambi Peaker	PLTGU/MG			100							
	Sumbagut-1 Peaker	PLTGU/MGU			250							
	Sumbagut-3,4	PLTGU/MGU			250	250						

No	Pasokan dan kebutuhan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	Sidikalang-1	PLTA				15						
	Air Putih	PLTA			21							
	Redelong	PLTA				18						
	Meureubo-2	PLTA						59				
	Jambi	PLTU				1.200						
	pembangkit Minihihdro Tersebar	PLTMH				97	30	30				
	Tampur-1	PLTA										428
	Riau-1	PLTU				600						
	RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS (UNNALOCATED)											
	Sumatera-1	PLTGU									400	
	Sumatera-2	PLTGU										400
	Sibundong-4	PLTA								75		
	Lawe Alas	PLTA										150
	Jambu Aye	PLTA										160
	Sumatera Pump Storage-1	PLTA										1.000
	Pembangkit Hydro Tersebar	PLTA				8	8		85			834
	Pembangkit Biofuel Tersebar	PLTB	91	22	6							
	pembangkit Minihihdro Tersebar	PLTMH						5	155	6	104	168
	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP								110	10	480
	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	16	10	21		10	11		10	10	
	Total Tambahan	MW	1.334	628	2.788	4.066	1.333	265	884	1.817	1.323	3.886
	Total Kapasitas Sistem	MW	9.081	9.709	12.250	16.317	17.649	17.914	18.798	20.615	21.938	25.824
	Jumlah Daya Mampu Netto	MW	8.689	9.232	11.454	14.971	15.855	15.880	16.674	18.491	19.814	23.700

Neraca Daya sistem interkoneksi Sumatera pada RUPTL 2016-2025 direncanakan dengan *reserve margin* yang masih cukup tinggi, yaitu tertinggi mencapai 87% pada tahun 2019. Tingginya *reserve margin* tersebut disebabkan tingginya porsi pembangkit EBT, dimana sifat pembangkit EBT tersebut adalah *intermittent* (*ketersediaannya* terputus-putus). Tingginya porsi pembangkit EBT di Sistem Sumatera adalah untuk menyesuaikan dengan kebijakan Pemerintah agar bauran energi dari EBT bisa mencapai 25% pada tahun 2025, selain itu juga adanya penugasan pemerintah dimana program 35 GW diharapkan selesai pada tahun 2019. Jenis pembangkit EBT yang direncanakan beroperasi antara lain adalah PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomas/biogas.

Tambahan proyek baru di sistem Sumatera pada RUPTL 2016-2025 adalah sebagai berikut :

1. PLTGU IPP Dumai 250 MW dengan rencana COD tahun 2022/2023, diperlukan untuk memenuhi kebutuhan beban di sekitar Dumai dan subsistem Riau.
2. Pembangkit mini hidro (PLTMH) dengan total kapasitas 710 MW dengan COD 2016 sampai 2024 MW, tersebar di provinsi Aceh, Sumut, Sumbar, Bengkulu, Sumsel, dan Lampung.
3. Selain pembangkit mini hidro, terdapat pula potensi PLTA tersebar di Sumatera dengan total kapasitas 1.056 MW dan direncanakan beroperasi pada tahun 2019 – 2025.
4. Pembangkit energi terbarukan lainya yang direncanakan beroperasi di sistem Sumatera antara lain:

- Pembangkit Biomas dan Biogas dengan total kapasitas 163 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2018 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga sampah dengan total kapasitas 88 MW yang direncanakan beroperasi pada tahun 2016-2024 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.
- Pembangkit tenaga surya dengan total kapasitas 40 MW yang direncanakan beroperasi padatahun 2017 dengan lokasi tersebar di Sistem Sumatera.

Proyek-proyek strategis

1. Proyek PLTU Percepatan Tahap I (PLTU Tarahan dan PLTU Tenayan), PLTA Peusangan 1-2 serta PLTA Asahan III, merupakan pembangkit-pembangkit yang sangat strategis karena selain proyek-proyek ini akan dapat memasok kebutuhan beban dasar, sekaligus juga akan memperbaiki BPP LWBP di sistem Sumatera.
2. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu: Sumbagut-2 (250 MW), Riau (200 MW), Jambi (100 MW) dan Lampung (200 MW) merupakan proyek pembangkit strategis yang harus segera diselesaikan 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 bersifat *moveable* sehingga dapat dipindahkan ketempat-tempat yang sedang mengalami kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit.
4. Pembangkit skala besar (PLTU MT Sumsel 8 2x600 MW, Sumsel 9 2x600 MW, dan Sumsel 10 1x600 MW) yang energinya akan disalurkan juga ke Sistem Jawa melalui saluran transmisi 500 kV HVDC. Pembangkit tersebut harus dapat diselesaikan selaras dengan penyelesaian proyek interkoneksi Jawa-Sumatera 500 kV HVDC.
5. PLTU Jambi (2x600 MW), PLTU MT Riau-1 (600 MW), PLTA Merangin 350 MW di Provinsi Jambi, serta PLTA Batang Toru 510 MW di provinsi Sumatera Utara merupakan proyek IPP strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.

6.5.7. Penambahan Kapasitas Pada Sistem Jawa Bali

Penambahan Pembangkit Sistem Jawa Bali

Pada Tabel 6.32 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk wilayah Jawa-Bali.

Tabel 6.32 Rencana Penambahan Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
PLN											
PLTU	1,010		315	1,000						2,000	4,325
PLTP											-
PLTGU		950	1,600								2,550
PLTG/MG	4	105			2						111
PLTM											-
PLTA				110							110
PS				1,040							1,040
PLT Lain					1	1					2
Jumlah	**1,014**	**1,055**	**1,915**	**2,150**	**3**	**1**	**-**	**-**	**-**	**2,000**	**8,138**
IPP											-
PLTU	614	625	1,000	11,420	1,800	600					16,059
PLTP	30			220	325	275	155	390	230	210	1,835
PLTGU			3,450	1,100							4,550
PLTG/MG											-
PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59	438
PLTA		47									47
PS											-
PLT Lain	54	13	140	130	230	17	36	16		250	885
Jumlah	**710**	**722**	**4,634**	**12,901**	**2,391**	**940**	**229**	**426**	**342**	**519**	**23,814**
Unallocated											-
PLTU						660					660
PLTP									460	210	670
PLTGU							400		3,200	3,200	6,800
PLTG/MG					1	3		1			5
PLTM											-
PLTA							137		350	978	1,465
PS								450	450	1,000	1,900
PLT Lain											-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**	**663**	**537**	**451**	**4,460**	**5,388**	**11,500**
Total											-
PLTU	1,624	625	1,315	12,420	1,800	1,260	-	-	-	2,000	21,044
PLTP	30	-	-	220	325	275	155	390	690	420	2,505
PLTGU	-	950	5,050	1,100	-	-	400	-	3,200	3,200	13,900
PLTG/MG	4	105	-	-	3	3	-	1	-	-	116
PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59	438
PLTA	-	47	-	110	-	-	137	-	350	978	1,622
PS	-	-	-	1,040	-	-	-	450	450	1,000	2,940
PLT Lain	54	13	140	130	231	18	36	16	-	250	887
Jumlah	**1,724**	**1,777**	**6,549**	**15,051**	**2,395**	**1,604**	**766**	**877**	**4,802**	**7,907**	**43,452**

Tabel 6.32 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

– Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 43,4 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 4,3 GW per tahun.

– PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 21,0 GW atau 48,4%, disusul oleh PLTGU/PLTMG gas dengan kapasitas 14,0 GW atau 32,3%. Sementara untuk energi terbarukan khususnya panas bumi sebesar 2,5 GW atau 5,8%, PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,0 GW atau 11,5%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,9 GW atau 2,0% berupa PLTS, PLTB, PLT sampah dan biomas.

– Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 15 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.33.

Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kebutuhan Energi	GWh	162.055	180.998	197.111	212.842	228.162	244.107	260.790	278.566	297.540	317.719
Pertumbuhan	%	7,7	11,7	8,9	8,0	7,2	7,0	6,8	6,8	6,8	6,8
Produksi Energi	GWh	185.260	206.776	225.226	245.864	268.561	288.145	308.533	328.904	350.766	372.901
Faktor Beban	%	79,3	79,4	79,5	80,2	80,7	80,6	80,7	80,7	80,7	80,7
Beban Puncak Bruto	MW	26.681	29.742	32.355	34.999	37.972	40.786	43.669	46.541	49.611	52.773
Beban Puncak Netto	MW	25.460	28.372	30.832	33.219	35.534	37.938	40.448	43.127	45.981	49.033
KAPASITAS											
Daya Mampu Netto	MW	**31.694**	**31.694**	**31.694**	**30.663**	**30.663**	**30.663**	**30.663**	**30.663**	**30.663**	**30.663**
Kapasitas Terpasang	MW	**33.825**	**33.825**	**33.825**	**32.793**	**32.793**	**32.793**	**32.793**	**32.793**	**32.793**	**32.793**
PLN	MW	**27.700**	**27.700**	**27.700**	**26.668**	**26.668**	**26.668**	**26.668**	**26.668**	**26.668**	**26.668**
Retired/Mothballed		-	-	-	**(1.031)**	-	-	-	-	-	-
IPP	MW	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**	**6.125**
Pembangkit PLN On Going & Committed											
Tj. Awar-awar	PLTU	350									
Adipala	PLTU	660									
Indramayu #4 (FTP2)	PLTU				1.000						
Lontar Exp #4	PLTU			315							
Jawa-6 (FTP2)	PLTU										2.000
Jatigede (FTP2)	PLTA				110						
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA				1.040						
Peaker Grati	PLTGU		300	150							
Sub Total PLN On Going & Committed		**1.010**	**300**	**465**	**2.150**	-	-	-	-	-	**2.000**
Pembangkit IPP On Going & Committed											
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									
Jawa Tengah (PPP)	PLTU				1.900						
Jawa-1 (FTP2)	PLTU				1.000						
Jawa-3 (FTP2)	PLTU				1.320						
Jawa-4 (FTP2)	PLTU				2.000						
Jawa-5 (FTP2)	PLTU				2.000						
Jawa-7	PLTU				2.000						
Jawa-8	PLTU			1.000							
Rajamandala	PLTA		47								
Patuha (FTP2)	PLTP				110						
Kamojang-5 (FTP2)	PLTP										
Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	30				55	55				
Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	PLTP				55	55					
Ijen (FTP2)	PLTP					55	55				
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 (FTP2)	PLTP					110	110				
Dieng (FTP2)	PLTP				55				60		
Tampomas (FTP2)	PLTP							45			
Baturaden (FTP2)	PLTP								110	110	
Guci (FTP2)	PLTP								55		
Rawa Dano (FTP2)	PLTP							110			
Umbul Telomoyo (FTP2)	PLTP								55		

Tabel 6.33 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025 (Lanjutan)

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gunung Ciremai (FTP2)	PLTP										110
Gunung Endut (FTP2)	PLTP										40
Sub Total IPP On Going & Committed		**644**	**672**	**1.000**	**11.640**	**1.525**	**875**	**155**	**390**	**230**	**210**
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Jawa-1 (Load Follower)	PLTGU			800	800						
Jawa-2 (Load Follower)	PLTGU			800							
Jawa-3 (Load Follower)	PLTGU			500	300						
Jawa-4 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-5 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-6 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Jawa-7 (Load Follower)	PLTGU									800	800
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU		650								
Grati Add-on Blok 2	PLTGU			150							
Peaker Muara Karang	PLTGU			500							
Peaker Jawa-Bali 1	PLTGU/MG			700							
Peaker Jawa-Bali 2	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 3	PLTGU/MG			500							
Peaker Jawa-Bali 4	PLTGU/MG			450							
Senayan	PLTMG		100								
Karangkates #4-5 (Jatim)	PLTA							100			
Matenggeng PS	PLTA								450	450	
Maung	PLTA									350	
Cimandiri-3	PLTA										238
Cikaso-3	PLTA										53
Cipasang	PLTA										400
Rawalo-1	PLTA										10
Cibuni-3	PLTA										172
Cibuni-4	PLTA										105
Grindulu PS	PLTA										1.000
PLTM Tersebar	PLTM	13	37	44	31	36	49	38	20	112	59
Jawa-9	PLTU					600					
Jawa-10	PLTU						660				
Madura	PLTU/GU							400			
PLTBm/PLTSa Tersebar	PLTBm/Sa	54	13	10	10		17	36	16		
Bedugul	PLTP										10
Gunung Galunggung	PLTP									110	
Gunung Lawu	PLTP									165	
Arjuno Welirang	PLTP									185	
Gede Pangrango	PLTP										85
Songgoriti	PLTP										35
Gunung Wilis	PLTP										20
Gunung Pandan	PLTP										60
Total Rencana Tambahan Kapasitas	**MW**	**67**	**800**	**4.954**	**1.141**	**636**	**725**	**611**	**486**	**4.572**	**5.447**
Total Tambahan Kapasitas	**MW**	**1.721**	**1.772**	**6.419**	**14.931**	**2.161**	**1.600**	**766**	**876**	**4.802**	**7.657**
TOTAL KAPASITAS SISTEM	**MW**	**35.545**	**37.317**	**43.737**	**57.636**	**59.797**	**61.397**	**62.163**	**63.039**	**67.841**	**75.498**
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	**MW**	**33.306**	**34.967**	**40.982**	**54.006**	**56.030**	**57.530**	**58.248**	**59.069**	**63.568**	**70.742**

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2015 sebesar 610 MW terdiri atas PLTMG Pesanggaran (4x50 MW), PLTU Celukan Bawang (1x130 + 2x125 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW). Dapat dilihat pada Tabel 6.33 bahwa PLTU Adipala (1x660 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (1x350 MW) akan beroperasi tahun 2016, sehingga total kapasitas pembangkit FTP1 Jawa Bali sebesar 7.490 MW akan selesai dan beroperasi seluruhnya pada tahun 2016. Selain itu pada tahun 2016 juga direncanakan beroperasi PLTU Cilacap Exp (1x614 MW) dan PLTP Karaha Bodas (1x30 MW). Proyek pembangkit FTP2 yang telah beroperasi hanya PLTP Patuha (1x55 MW) dan PLTP Kamojang Unit 5 (1x30 MW), sedangkan yang lainnya mengalami keterlambatan dalam implementasinya.

Dari neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 23-63%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2017 yang hanya sebesar 23% karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW) dan PLTU Jawa-8 (1.000 MW). Diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2018 tetap aman, maka harus dilakukan percepatan implementasi beberapa pembangkit gas supaya dapat beroperasi pada tahun 2018, antara lain PLTGU Jawa-1 (2x800 MW), PLTGU Jawa-2 (800 MW), PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Peaker Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Peaker Grati (450 MW), PLTGU Peaker Muara Karang (500 MW), PLTGU Grati Add-on Blok 2 (150 MW) dan PLTMG Senayan (100 MW).

Kondisi *reserve margin* tahun 2019 sebesar 63% dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019. Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

Dalam neraca daya sistem Jawa-Bali terdapat beberapa pembangkit yang mengalami perubahan lingkup proyek dan penambahan pembangkit baru, dengan penjelasan sebagai berikut:

- Sesuai penugasan pemerintah bahwa PLN hanya mengembangkan pembangkit sebesar 10 GW dari 35 GW, maka ada beberapa pembangkit PLN yang dialihkan ke IPP, yaitu:
  - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 (700 MW)
  - PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 2 (500 MW)
  - PLTGU Jawa-3 (800 MW)
- Proyek pembangkit yang mengalami perubahan lingkup dan lokasi yaitu PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 semula 400 MW diperbesar menjadi 700 MW dan

lokasi dipindahkan dari Sunyaragi ke Tambak Lorok terkait ketersediaan pasokan gas.

- Karena proyeksi kebutuhan listrik yang lebih rendah, serta untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% sesuai Draft RUKN 2015-2034, maka ada beberapa proyek PLTU yang dimundurkan menjadi setelah tahun 2025, keluar dari periode RUPTL 2016-2025, yaitu, PLTU Jawa-11 (1x600 MW), PLTU Jawa-12 (2x1.000 MW) dan PLTU Jawa-13 (2x1.000 MW).
- Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah dan PLT biomas.
- Untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas sekitar 24% dan sebagai kontingensi apabila target bauran energi EBT tidak tercapai, maka direncanakan tambahan pembangkit gas sebesar 8x800 MW.
- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis 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, saat ini dalam proses pembebasan lahan.
    - PLTU Indramayu (1x1.000 MW): Proyek ini sangat strategis, relatif dekat dengan pusat beban di Jabodetabek, saat ini dalam tahap persiapan pembebasan lahan.
    - 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) dengan alternatif lokasi di Provinsi Jawa Barat/Banten.
- PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW) lokasi di Bojonegara diatas lahan PLN seluas 170 ha, saat ini dalam tahap *financial closing*, dikembangkan sebagai proyek IPP dengan titik koneksi *Incomer - double pi* SUTET Suralaya Baru – Bojanegara – Balaraja Baru.
- PLTU Jawa-8 (1.000 MW) akan dilaksanakan oleh pengembang eksisting yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah.
- PLTU Jawa-9 (600 MW) dapat dikembangkan sebagai ekspansi dari IPP yang telah beroperasi, atau pembangunan PLTU baru oleh IPP di provinsi Banten.
- PLTU Jawa-10 (660 MW) akan dilaksanakan oleh PLN atau IPP yang berlokasi di provinsi Jawa Tengah atau Jawa Barat.
- PLTGU Jawa-1 (2x800 MW) akan dikembangkan oleh IPP dengan lokasi di provinsi Jawa Barat dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-2 (1x800 MW) akan dikembangkan oleh PLN di lokasi Priok dekat pusat beban Jakarta.
- PLTGU Jawa-3 (1x800 MW), tambahan pembangkit *load follower* yang berlokasi di Jawa Timur, diharapkan ketersediaan gas dari blok Cepu atau sumber lain di Jawa Timur.
- PLTGU Jawa-4 (2x800 MW), PLTGU Jawa-5 (2x800 MW), PLTGU Jawa-6 (2x800 MW) dan PLTGU Jawa-7 (2x800 MW) merupakan pembangkit baru untuk memenuhi target bauran energi dari gas sekitar 24% pada 2025 serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi. Indikasi lokasi di Banten, Jawa Timur, Jawa Tengah dan Jawa Barat yang mempunyai infrastruktur gas dan potensi pasokan gas yang cukup besar.
- PLTMG Senayan 100 MW sangat strategis karena berlokasi di pusat beban Jakarta dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok

Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart* unit pembangkit Muara Karang dan Priok.

- PLTU/GU Madura (400 MW) berfungsi untuk meningkatkan keandalan dan kualitas pasokan listrik di Pulau Madura, serta mengurangi ketergantungan dari *grid* Surabaya yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru.

Regional Balance Sistem Jawa Bali

Apabila dilihat *reserve margin* per wilayah yang sangat berbeda antara Jawa Bagian Barat, Jawa Tengah dan Jawa Timur & Bali pada saat ini sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6.34, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 6.34 *Regional Balance* Sistem Jawa Bali Tahun 2015

Regional Balance	Jawa Bagian Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur dan Bali	Jawa-Bali
Daya Mampu Neto (MW)	16.901	5.142	9.652	31.695
Beban Puncak Neto (MW)	14.677	3.811	5.770	24.258
Reserve margin (%)	15	35	67	31

6.5.8. Penambahan Kapasitas Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2016-2025 ditunjukkan pada Tabel 6.35 dibawah.

Tabel 6.35 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

– Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2016-2025 adalah 17,7 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 1,8 GW per tahun.

– Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 6,9 GW (38,7%), disusul PLTG/GU/MG 5,5 GW (30,8%), kemudian PLTA/PLTM 4,2 GW (23,6%), PLTP 0,5 GW (2,6%) serta pembangkit EBT lainnya 0,7 GW (4,3%) berupa PLTS, PLTB, PLT sampah, dan PLT biomas.

– Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2018-2019 sangat tinggi, mencapai 2,8 GW, hal ini sesuai dengan penugasan dari Pemerintah agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019 serta adanya percepatan pembangunan pembangkit gas untuk mengatasi kekurangan pasokan listrik nasional.

Tabel 6.35 Rencana Penambahan Pembangkit Wilayah Indonesia Timur (MW)

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
PLN											
PLTU	468	251	779	745	500	150	-	-	-	-	2,893
PLTP	-	-	10	50	-	-	-	-	40	80	180
PLTGU	-	300	800	150	-	-	-	-	-	-	1,250
PLTG/MG	405	946	555	150	175	160	20	10	-	30	2,451
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	6	2	63	5	-	-	-	-	-	77
PLTA	-	-	-	-	22	77	135	283	162	230	909
PLT Lain	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13
Jumlah	**886**	**1,503**	**2,146**	**1,158**	**702**	**387**	**155**	**293**	**202**	**340**	**7,772**
IPP											-
PLTU	66	148	353	1,053	750	300	300	-	-	-	2,969
PLTP	-	20	20	-	5	15	20	50	100	30	260
PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTG/MG	-	20	100	-	-	-	-	-	-	-	120
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	1	10	22	99	10	3	3	-	41	-	189
PLTA	-	-	-	-	118	195	55	583	980	1,086	3,016
PLT Lain	14	194	140	136	68	35	10	103	20	26	746
Jumlah	**81**	**426**	**634**	**1,288**	**951**	**548**	**388**	**736**	**1,141**	**1,142**	**7,335**
Unallocated											-
PLTU	-	-	-	-	-	50	100	400	200	250	1,000
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20
PLTGU	-	-	-	-	-	-	400	260	740	-	1,400
PLTG/MG	-	-	-	-	-	40	110	-	10	50	210
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**90**	**610**	**660**	**950**	**320**	**2,630**
Total											-
PLTU	534	399	1,132	1,798	1,250	500	400	400	200	250	6,862
PLTP	-	20	30	50	5	15	20	50	140	130	460
PLTGU	-	335	800	150	-	-	400	260	740	-	2,685
PLTG/MG	405	966	655	150	175	200	130	10	10	80	2,781
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	1	16	24	162	15	3	3	-	41	-	265
PLTA	-	-	-	-	140	271	190	866	1,142	1,316	3,925
PLT Lain	27	194	140	136	68	35	10	103	20	26	759
Jumlah	**967**	**1,929**	**2,780**	**2,446**	**1,653**	**1,024**	**1,153**	**1,689**	**2,293**	**1,802**	**17,737**

Neraca Daya Sistem Kalbar:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.36 berikut:

Selama periode tahun 2016-2025 di sistem Kalbar direncanakan akan ada tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 1.536 MW dengan *reserve margin* 32% sampai 88%. Kondisi *reserve margin* 88% terjadi pada tahun tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Namun program tersebut berpotensi mundur apabila tidak didukung penuh oleh Pemerintah dan para *stakeholder* (pelaku usaha) lainnya.

Tabel 6.36 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2016-2025

Kebutuhan dan Pasokan	Satuan	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kebutuhan											
Produksi	GWh	**1,808**	**2,200**	**2,878**	**3,244**	**3,661**	**4,072**	**4,472**	**4,956**	**5,493**	**6,094**
Faktor Beban	%	**62**	**61**	**65**	**65**	**66**	**65**	**65**	**65**	**65**	**66**
Beban Puncak	MW	**333**	**412**	**505**	**569**	**638**	**714**	**783**	**866**	**959**	**1,062**
Pasokan	MW	**199.2**	**138.2**	**193.8**	**157.1**	**177.1**	**177.1**	**177.1**	**177.1**	**177.1**	**177.1**
Kapasitas Mampu											
PLN	**MW**	**89**	**89**	**56**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTG		**30**	**30**	**30**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
PLTD		**59**	**59**	**26**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Interkoneksi dengan Sub Sistem		**11**	**30**	**138**	**157**	**177**	**177**	**177**	**177**	**177**	**177**
Pembangkit Sewa	MW	**100**	**20**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Retired & Mothballed (PLN)	MW	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TAMBAHAN KAPASITAS											
PLN ON GOING & COMMITTED											
Power Purchase dengan SESCo (Peaking)	275 KV	180				-180					
Power Purchase dengan SESCo (Baseload)	275 KV	50				-50					
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU			55							
Parit Baru (FTP1)	PLTU		50	50							
Parit Baru - Loan China (FTP2)	PLTU			100							
MPP Kalbar	PLTG/MG	100									
IPP ON GOING & COMMITTED											
Kalbar Peaker	PLTG/MG			100							
Kalbar - 1	PLTU				200						
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Kalbar - 2	PLTU						200				
Kalbar - 3	PLTU							200			
Kalbar - 4	PLTU										200
Kalbar Peaker - 2	PLTGU								160	90	
PLTSa Tersebar	PLTSa	0	5	2	0	0	0	0	2	2	0
PLTBM Tersebar	PLTBM	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0
TAMBAHAN KAPASITAS	MW	330	75	307	200	-230	200	200	162	92	200
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	**529**	**543**	**906**	**1069**	**859**	**1059**	**1259**	**1421**	**1513**	**1713**
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	**503**	**516**	**860**	**1016**	**816**	**1006**	**1196**	**1350**	**1437**	**1627**

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.

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 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.37. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang dengan menganut kriteria *regional balance*.

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 2016-2025, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.372 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 27% sampai 74%. Kondisi *reserve margin* 74% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 770 MW pada tahun 2025 di Sistem Kalseltengtimra.

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.

Tabel 6.37 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		Interkoneksi Kalselteng - Kaltim (2016)									
					Interkoneksi Kalseltengtim-Kaltara (2019)						
Kebutuhan											
Produksi	GWh	6,842	8,801	9,885	11,300	12,319	13,379	14,440	15,591	16,818	18,107
Faktor Beban	%	64.8	65.1	65.5	65.9	66.3	66.6	67.0	67.3	67.6	67.8
Beban Puncak Bruto	MW	1,205	1,544	1,723	1,959	2,122	2,292	2,462	2,646	2,842	3,047
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	1,227	1,237	811	872	872	872	872	832	832	832
Daya Mampu Netto	MW	1,033	1,043	734	789	789	789	789	749	749	749
PLN	MW	626	640	501	535	535	535	535	535	535	535
IPP	MW	233	233	233	254	254	254	254	214	214	214
EXCESS POWER	MW	160	160	-	-	-	-	-	-	-	-
SEWA	MW	15	11	-	-	-	-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
PLN ON GOING & COMMITTED											
Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	120	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Teluk Balikapapan (FTP1)	PLTU	220	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	155	140	-	-	-	-	-	-	-	-
Sampit	PLTU	-	-	25	25	-	-	-	-	-	-
IPP ON GOING & COMMITTED											
Kaltim (MT)	PLTU	-	27.5	27.5	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel (FTP2)	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 1	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	35	-	-	-	-	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
MPP Kaltim	PLTG/MG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 1	PLTGU/MGU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel Peaker 2	PLTGU/MGU	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Kaltim Peaker 2	PLTG/MG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
Kalsel 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Kaltim 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
Kelai	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55
Kusan	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65
Kalselteng 2	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU	-	-	-	-	-	100	100	-	-	-
Kaltim 3	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
Kaltim 4	PLTU	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 5	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-
Kaltim 6	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
PLTA Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	385	385
PLTSa Tersebar	PLTSa	2	-	8	-	-	-	-	8	2	6
PLTBM Tersebar	PLTBM	1	16	20	-	-	-	-	-	-	-
TAMBAHAN KAPASITAS	MW	498	363	480	525	700	200	300	208	587	511
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1,725	2,098	2,152	2,738	3,438	3,638	3,938	4106	4693	5204
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1,531	1,904	2,075	2,655	3,355	3,555	3,855	4023	4610	5121

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, PLTG/MG Bangkanai total kapasitas 295 MW.
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Kalselteng 1 (2x100 MW), Kalselteng 2 (2x100 MW), Kalselteng 3 (2x100 MW), Kaltim 3 (1x200 MW), Kaltim 4 (2x100 MW), Kaltim 5 (1x200 MW) dan Kaltim 6 (1x200 MW).

- Proyek pembangkit *peaker* yaitu: Kalsel *Peaker* 1 (200 MW), Kalsel *Peaker* 2 (100 MW), Kaltim *Peaker* 2 (100 MW) dengan bahan bakar LNG.
- Proyek pembangkit *load follower* yaitu: Kalsel 1 (*Load Follower*) 200 MW, Kaltim 1 (*Load Follower*) 200 MW dengan bahan bakar LNG.
- *Mobile power plant* (MPP) 30 MW di Kaltim dengan bahan bakar *dual fuel* untuk memenuhi kebutuhan beban dan bersifat jangka pendek.
- 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 eksisting dan MPP.

Neraca Daya Sistem Sulbagut:

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 2017/2018 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Buol selesai dibangun.

Tabel 6.38 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
				Interkoneksi Sulut-Gorontalo-Tolitoli (2018)							
Produksi Energi	GWh	2,231	2,576	3,055	3,373	3,661	3,961	4,283	4,638	5,026	5,438
Load Factor	%	66	67	66	67	67	68	68	69	69	70
Beban Puncak Bruto	MW	384	440	525	575	620	666	715	768	827	888
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	456	439	332	332	332	212	212	212	212	212
Daya Mampu Netto		370	355	306	306	299	179	178	168	168	168
IPP	MW	26	26	25	25	25	25	25	25	25	25
SEWA	MW	137	120	120	120	120	-	-	-	-	-
Tambahan Kapasitas											
SEWA											
PLTU Sewa Amurang (2x25)	PLTU		25	25							
PLN ON GOING & COMMITTED											
Gorontalo (FTP1)	PLTU		50								
Gorontalo Peaker	PLTG	100									
IPP ON GOING & COMMITTED											
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Sulut 1	PLTU				50	50					
Tolitoli	PLTU						50				
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			150							
Sulbagut 1 (Load Follower)	PLTGU							200			
Kotamobagu (FTP2)	PLTP										80
Lahendong 5 (FTP2)	PLTP		20								
Lahendong 6 (FTP2)	PLTP			20							
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20	5
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	100	95	201	200	212	80	200	100	120	85
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	556	634	728	928	1140	1100	1300	1400	1520	1605
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	470	550	696	896	1107	1067	1266	1356	1476	1561

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.38. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.393 MW dan *reserve margin* (RM) yang cukup berkisar antara 27% sampai 82%.Kondisi *reserve margin* 82% terjadi pada tahun tahun 2020 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) dan PLTU Sulut 1 (2x50 MW).
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTP IPP Lahendong 5 dan 6 (2x20 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.

Neraca Daya Sistem Sulbagsel:

Sistem Sulbagsel merupakan penggabungan sistem Sulsel-Sulbar, Sulteng dan sistem Sultra. Sistem ini direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah proyek transmisi 150 kV interkoneksi sistem Sulsel dengan sistem Sultra selesai dibangun termasuk IBT 275/150 kV 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 dibangun beberapa proyek PLTA oleh pengembang swasta dengan kapasitas total sekitar 1.816 MW dan oleh PLN sekitar 452 MW selama tahun 2016-2025. Selain itu, masih ada beberapa potensi tenaga hidro lainnya yang akan dikembangkan menjadi PLTA oleh pihak swasta dengan kapasitas total sekitar 905 MW dan saat ini dalam tahap studi kelayakan. Jika hasil studi menunjukan layak secara teknis dan keekonomian, maka rencana proyek-proyek PLTA ini nantinya dapat dipertimbangkan masuk dalam neraca daya sistem Sulbagsel. Jika semua potensi tenaga hidro tersebut dikembangkan, maka akan ada tambahan kapasitas PLTA total sekitar 3.173 MW.

Selain potensi tenaga hidro, di Sulsel juga terdapat potensi tenaga angin/bayu yang cukup besar yaitu di Sidrap dan di Jeneponto. Potensi tersebut juga akan dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik (biasa disebut PLTB) yang tersambung ke *grid* Sulsel, namun tidak diperhitungkan di dalam neraca daya karena bersifat *intermitten*/tidak kontinyu.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga perlu diantisipasi dengan membangun pembangkit thermal (PLTG/GU/MG) yang setiap saat dapat dioperasikan jika diperlukan untuk mengisi kekurangan daya pada saat musim kemarau dan saat tidak ada angin untuk PLTB.

Tabel 6.39 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		Sistem Sulsel Interkoneksi dengan Kendari (2017)									
Produksi	GWh	6,532	8,640	10,472	11,458	12,803	14,082	15,687	17,332	19,079	20,565
Faktor Beban	%	65	65	65	65	65	66	66	66	66	66
Beban Puncak Bruto	MW	1,151	1,521	1,839	2,007	2,236	2,451	2,726	3,000	3,289	3,538
Beban Puncak Netto	MW	1,133	1,492	1,804	1,978	2,207	2,423	2,694	2,968	3,257	3,505
KAPASITAS											
Kapasitas Terpasang	MW	1,387	1,366	1,296	1,118	1,118	1,118	1,158	1,158	1,158	1,158
Daya Mampu Netto	MW	1,307	1,265	1,234	1,104	1,104	1,104	1,144	1,144	1,144	1,144
PLN	MW	394	432	389	259	259	259	299	299	299	299
IPP	MW	833	833	844	844	844	844	844	844	844	844
SEWA	MW	80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
							-	-	-	-	-
Retired & Mothballed		-	-	87	130	-	-	-			
TAMBAHAN KAPASITAS											
PLN ON GOING & COMMITTED											
Nii Tanasa/Kendari (Ekspansi)	PLTU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punagaya (FTP2)	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
IPP ON GOING & COMMITTED											
Mamuju	PLTU	-	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Tawaeli Ekspansi	PLTU	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jeneponto 2	PLTU	-	-	125	125	-	-	-	-	-	-
Kendari 3	PLTU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Malea (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	-	90	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
MPP Kendari	PLTG/MG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Makassar Peaker	PLTGU	-	300	150	-	-	-	-	-	-	-
Sulsel Peaker	PLTGU	-	-	300	150	-	-	-	-	-	-
Sulsel 1 (Load Follower)	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	450	-
Sulsel Barru 2	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Sulsel 2	PLTU	-	-	-	200	200	-	-	-	-	-
Sulsel 3	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Palu 3	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Wajo	PLTMG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-
Poso 1	PLTA	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-
Poko	PLTA	-	-	-	-	-	-	65	65	-	-
Konawe	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-
Watunohu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-
Lasolo	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	145	-	-
Bakaru 2	PLTA	-	-	-	-	-	70	70	-	-	-
Bakaru 3	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	146	-	-
Karama (Unsolicited)	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190
Bonto Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46
Tumbuan-1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	150	-	150
Salu Uro	PLTA	-	-	-	-	47.5	47.5	-	-	-	-
Kalaena 1	PLTA	-	-	-	-	-	27	27	-	-	-
Seko 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	160	320	-
Tabulahan	PLTA	-	-	-	-	-	-	10	10	-	-
Masupu	PLTA	-	-	-	-	-	→	18	18	-	-
Buttu Batu	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Bora Pulu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-
Marana (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-
PLTP Tersebar	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	10	-	-	5	-	-	-	-	-
PLTSa Tersebar	PLTSa	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	-	14	20	65	20	-	3	-	27	-
PLTA Tersebar	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	275	395
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	30	405	1,045	640	343	235	193	714	1,348	801
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	1,417	1,801	2,777	3,238	3,581	3,815	4,048	4,762	6,110	6,911
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	1,337	1,700	2,714	3,224	3,567	3,801	4,034	4,748	6,096	6,897

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2016-2025 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.39. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 5.303 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 34% sampai 97% kecuali tahun 2016 dan 2017 dibawah 20%.Hal ini disebabkan karena pada tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTbayu Sidrap 70 MW tidak

diperhitungan untuk reserve margin karena karakteristik pembangkit yang *intermitten*.

Sedangkan kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2025 dikarenakan untuk memenuhi target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka dibutuhkan tambahan pembangkit EBT yang sangat besar, termasuk PLTA sebesar 781 MW pada tahun 2025 serta tambahan pembangkit thermal yang beroperasi sebagai *load follower* untuk antisipasi kondisi musim di Sistem Sulbagsel. Penambahan pembangkit baru untuk meningkatkan porsi pembangkit EBT, berupa PLTA, PLTM, PLTP, PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomass.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagsel antara lain:

– Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTU Punagaya 2x100 MW, PLTA Malea 90 MW, PLTA Buttu Batu 2x100 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 3 (2x50 MW).

– Proyek pembangkit *peaker* yaitu Makassar *Peaker* 450 MW, Sulsel *Peaker* 450 MW dengan indikasi lokasi di Maros.

– Proyek pembangkit *hydro* yang dikembangkan oleh pihak swasta sebagai proyek IPP dan proyek yang dikembangkan oleh pihak PLN sebagai proyek EPC PLN.

Selama periode tahun 2016-2017 diperkirakan hampir tidak ada proyek pembangkit beban dasar baru non-BBM yang akan masuk sistem karena mundur dari jadwal semula, namun disisi lain terdapat calon pelanggan industri besar *smelter* yang diperkirakan akan mulai beroperasi sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis.

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 2016-2025 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.40.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 730 MW dan *reserve margin* (RM) cukup tinggi berkisar antara 38% sampai 97%.Kondisi *reserve margin* 97% terjadi pada tahun 2019 dikarenakan adanya penugasan dari Pemerintah untuk program pembangunan pembangkit 35 GW yang harus diselesaikan pada tahun 2019.

Tabel 6.40 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2016-2025

PROYEK		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kebutuhan											
Produksi Energi	GWh	1,290	1,459	1,623	1,779	1,918	2,067	2,226	2,393	2,562	2,743
Load Factor	%	65	66	67	68	68	69	70	71	71	72
Beban Puncak	MW	225	252	277	300	320	341	364	387	410	434
Pasokan											
Kapasitas Terpasang	MW	274	222	130	130	100	40	40	40	40	40
Daya Mampu Netto		238	186	125	125	95	35	35	35	35	35
Kapasitas Terpasang PLN		119	119	27	27	27	27	27	27	27	27
IPP		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
SEWA		142	90	90	90	60	0	0	0	0	0
Retired & Mothballed		0	62	0	0	0	0	0	0	0	0
Tambahan Kapasitas											
SEWA											
PLTU Sewa Lombok					50*)						
PLN ON GOING & COMMITTED											
Lombok (FTP1)	PLTU	50									
Lombok Peaker	PLTGU/MGU			150							
MPP Lombok	PLTG/MG	50									
IPP ON GOING & COMMITTED											
Lombok Timur	PLTU		50								
PLTM Tersebar	PLTM	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-
RENCANA TAMBAHAN KAPASITAS											
Lombok (FTP2)	PLTU			50	50						
Lombok 2	PLTU				50	50					
Lombok 3	PLTU									50	50
Lombok (Load Follower)	PLTGU								100		
Sembalun (FTP2)	PLTP									20	
PLTSa Tersebar	PLTSa	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTBM Tersebar	PLTBM	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
TOTAL TAMBAHAN KAPASITAS	MW	100	51	201	102	50	5	0	100	70	50
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	374	373	482	584	604	549	549	649	719	769
TOTAL DAYA MAMPU NETTO	MW	338	336	476	578	598	538	538	638	708	758

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU 2 di NTB Lombok/Jeranjang 2x25 MW, Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW untuk memenuhi kebutuhan beban yang terus meningkat.
- Proyek pembangkit IPP PLTU Lombok Timur 2x25 MW dalam tahap konstruksi, 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.

Proyek – Proyek Strategis di Wilayah Indonesia Timur

Beberapa proyek kelistrikan strategis di Indonesia Timur lainnya antara lain:

– Proyek PLTU skala kecil tersebar di Indonesia Timur untuk memenuhi kebutuhan beban dasar dan mengurangi penggunaan BBM pada sistem yang masih relatif kecil dan *isolated* di Sulawesi Tenggara, NTB, NTT, Maluku dan Papua. Proyek-proyek PLTU tersebut dalam tahap konstruksi, sebagian masuk didalam proyek pembangkit FTP1 dan sebagian lagi masuk proyek 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, Wangi-Wangi, Sumbawa, Flores, Kupang, Ambon, Ternate, Manokwari, Jayapura dan Timika.

6.5.9. 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 pengembangan listrik swasta dibutuhkan proses pengadaan yang dapat mendapatkan pengembang yang betul-betul mampu melaksanakan proyek dengan baik. Secara umum porsi pengembangan listrik swasta terbuka lebar bersama-sama dengan PLN dalam pengembangan ketenagalistrikan di Indonesia. Hal ini tercermin dalam tabel-tabel neraca daya maupun uraian per provinsi pada lampiran.

6.5.10. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.

Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur sebelumnya disebut 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 yang termasuk proyek Kerjasama Pemerintah dan Swasta (KPS) antara lain PLTU Jawa Tengah (2x1.000 MW), PLTU Sumsel-9 (2x600 MW), PLTU Sumsel-10 (1x600 MW) dan PLTA Karama (450 MW).

6.5.11. 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[49] dan diperlukan investasi transmisi untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang ke pusat beban.

Untuk menjamin *economic sustainability* suatu PLTU mulut tambang, ada kebijakan Pemerintah yang menetapkan harga batubara untuk PLTU mulut tambang tidak mengikuti harga pasar internasional, namun ditetapkan berdasarkan '*cost plus*', dan harus ada transparansi biaya kepada PLN karena tidak ada mekanisme pasar yang mengontrol.

6.6. 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.

6.6.1. Sasaran Fuel Mix Indonesia

Fuel Mix Tahun 2016-2025

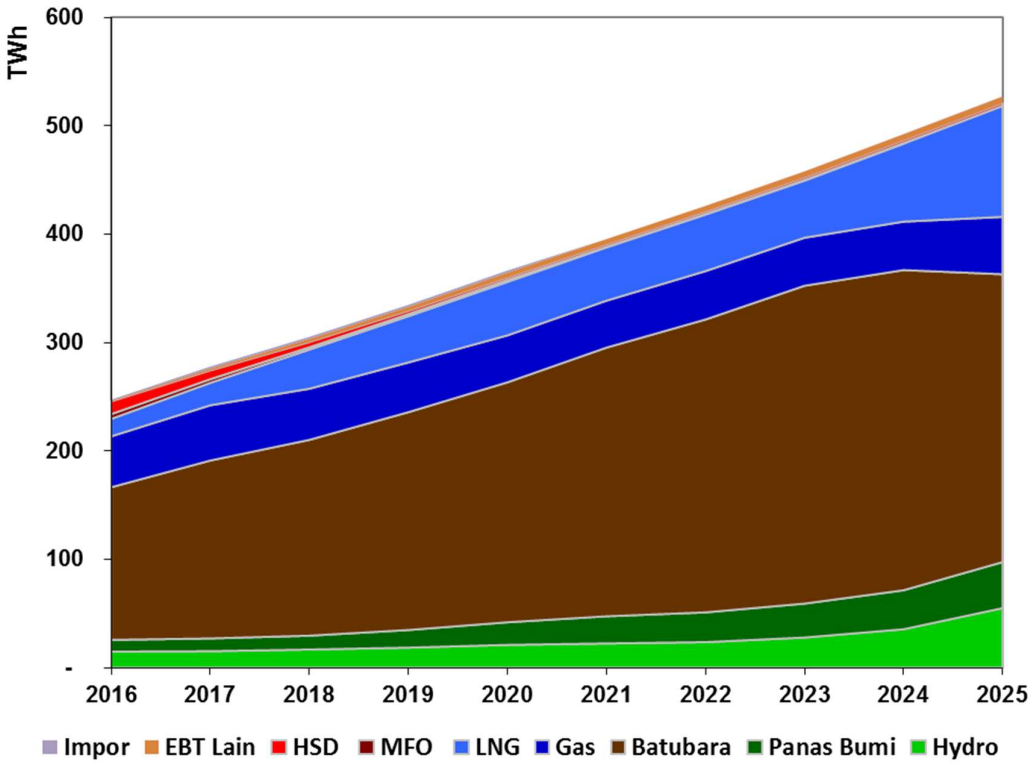
Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2025, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 11% pada 2016 menjadi maksimal sebesar 19,6% pada tahun 2025.

Target EBT sekitar 25% sesuai Draft RUKN 2015-2034 hanya dapat dicapai dengan tambahan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sebesar 3,6 GW pada tahun 2025 atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW yang dapat menghasilkan energi sekitar 27 TWh. Opsi yang diambil dalam RUPTL ini adalah dengan memanfaatkan pembangkit gas sebesar 5,1 GW sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sekitar 25% pada tahun 2025 tidak tercapai.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29.4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0.7% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.41dan Gambar 6.4.

Tabel 6.41 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	11,784	8,130	4,793	2,996	2,340	2,345	2,365	2,489	2,599	2,648
2	MFO	4,365	3,303	2,100	1,878	1,797	505	564	588	715	664
3	Gas	46,988	50,975	47,174	45,847	43,328	43,287	44,638	44,297	44,663	52,933
4	LNG	16,114	20,733	36,141	42,721	49,337	49,197	52,207	52,721	71,886	102,419
5	Batubara	140,806	164,164	180,645	200,993	221,374	247,916	270,224	293,293	295,451	265,599
6	Hydro	14,867	15,260	16,786	18,550	21,066	22,420	23,626	27,890	35,525	54,993
7	Panas Bumi	10,853	11,750	12,818	16,286	20,901	25,036	27,450	31,273	35,954	42,484
8	EBT Lain	596	1,801	2,987	3,721	4,403	4,777	5,015	5,374	5,501	5,981
9	Impor	1,007	1,827	1,834	1,820	1,924	111	137	175	214	258
	T O T A L	247,381	277,942	305,278	334,811	366,469	395,594	426,227	458,100	492,510	527,978



Gambar 6.4 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

a. Menyelesaikan hambatan-hambatan yang dihadapi dalam pengembangan EBT, misalnya perizinan, pembebasan lahan, penggunaan kawasan hutan lindung dan konservasi, risiko eksplorasi panas bumi dan lain sebagainya.

b. Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.

c. Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.

d. Memprioritaskan pemanfaatan gas untuk pembangkit listrik supaya dapat mencapai target bauran energi dari gas sekitar 24%, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

e. Perlu juklak teknis/regulasi dari Pemerintah terkait kapasitas maksimum dari EBT *intermittent* yang dapat diserap oleh suatu sistem ketenagalistrikan tertentu, mengingat ada batasan kestabilan sistem dalam pengoperasian EBT *intermittent*.

Kebutuhan Bahan Bakar Tahun 2016-2025

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.42.

Tabel 6.42 Kebutuhan Bahan Bakar Indonesia

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10^3 kl)	3,256	2,263	1,358	870	687	687	693	727	757	770
2	MFO (10^3 kl)	1,148	883	527	472	452	132	139	137	162	157
3	Gas (bcf)	429	474	434	403	377	379	396	390	394	473
4	LNG (bcf)	147	191	310	358	419	416	438	442	589	838
5	Batubara (10^6 ton)	77	92	101	111	122	138	150	163	165	148
6	Biomass/Sampah (10^3 ton)	5	115	331	409	469	637	852	947	946	946

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

Dari Tabel 6.42 terlihat bahwa konsumsi BBM akan jauh menurun, sedangkan batubara akan terus meningkat hingga tahun 2024. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

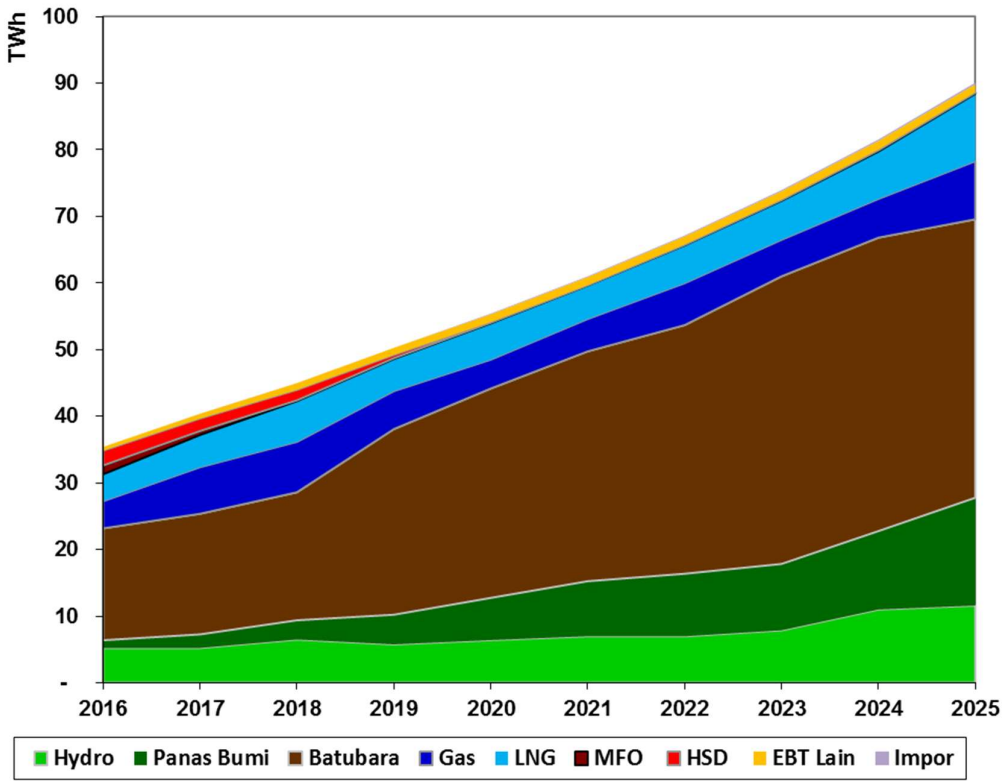
Sebagai dampak dari produksi energi dari gas yang tinggi tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi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

6.6.2. Sasaran Fuel Mix Sumatera

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 46,4% batubara, 20,9% gas alam (termasuk LNG), 12,9% tenaga air, 18,0% panas bumi, 0,2% BBM dan 1,3% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.43 dan Gambar 6.5. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 19,6% pada 2016 menjadi 32,1% pada 2025.

Tabel 6.43 Komposisi Produksi Energi ListrikBerdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	2,241	1,878	1,569	509	99	33	62	82	118	96
2	MFO	1,320	591	121	104	93	22	61	95	174	123
3	Gas	4,070	6,991	7,566	5,700	4,325	4,859	6,286	5,486	5,818	8,723
4	LNG	4,041	4,838	6,111	4,822	5,448	5,015	5,683	5,848	7,109	10,136
5	Batubara	16,797	18,103	19,213	27,866	31,428	34,506	37,315	43,172	44,039	41,793
6	Hydro	5,197	5,225	6,497	5,772	6,404	6,994	6,983	7,872	11,001	11,590
7	Panas Bumi	1,189	2,041	2,887	4,446	6,339	8,250	9,389	9,966	11,776	16,189
8	EBT Lain	558	715	1,015	1,058	1,177	1,229	1,221	1,260	1,305	1,182
9	Impor	-	13	21	7	110	111	137	175	214	258
	T O T A L	**35,414**	**40,395**	**45,000**	**50,283**	**55,425**	**61,017**	**67,137**	**73,955**	**81,554**	**90,089**



Gambar 6.5 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di wilayah Sumatera dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.44.

Tabel 6.44 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Sumatera

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10^3 kl)	639	535	447	145	28	9	18	23	34	27
2	MFO (10^3 kl)	330	148	30	26	23	5	6	6	16	11
3	Gas (bcf)	49	85	92	69	52	59	76	67	71	106
4	LNG (bcf)	40	48	61	48	54	50	57	58	71	101
5	Batubara (10^6 ton)	10	11	11	16	18	20	21	25	27	25
6	Biomass/Sampah (10^3 ton)	5	6	8	7	7	6	4	3	2	2

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

6.6.3. Sasaran Fuel Mix Jawa-Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2016-2025 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.45 dan Gambar 6.6.

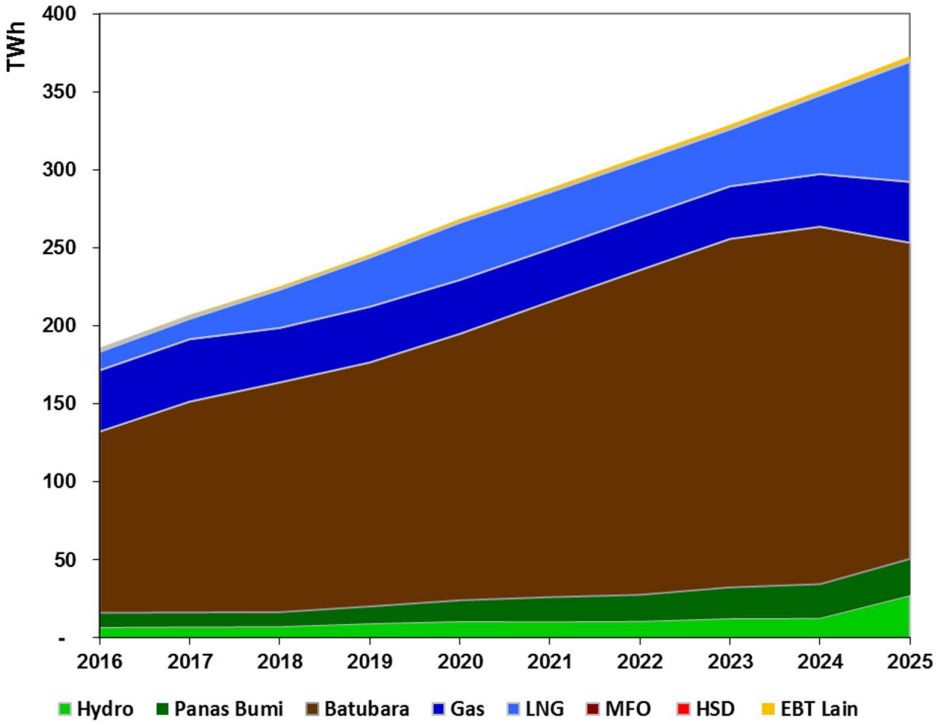
Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,7 kali dan kebutuhan gas alam meningkat 2,3 kali lipat, sedangkan kebutuhan BBM menurun drastis karena digantikan oleh LNG/CNG.

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

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	1,132	1,129	1,130	856	856	856	856	856	856	856
2	MFO	819	819	127	135	134	143	167	186	234	234
3	Gas	39,343	40,019	34,957	35,708	34,542	33,783	33,705	33,739	33,739	39,086
4	LNG	11,833	13,077	24,515	31,530	36,737	36,300	36,300	36,497	50,513	77,030
5	Batubara	116,137	135,092	147,219	156,373	170,746	189,338	208,054	223,352	229,073	202,621
6	Hydro	6,988	7,296	7,451	9,383	10,754	10,614	10,899	12,588	12,828	27,353
7	Panas Bumi	9,087	9,058	9,062	10,791	13,382	15,528	16,750	19,786	21,622	23,278
8	EBT Lain	-	286	766	1,087	1,411	1,582	1,803	1,901	1,901	2,445
9	Impor										
	T O T A L	185,339	206,776	225,227	245,864	268,561	288,145	308,533	328,904	350,766	372,901

Pada Tabel 6.45 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 203 TWh dari total produksi 373 TWh (54%) pada tahun 2025. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9,1 TWh pada tahun 2016 menjadi 23,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hingga 2,6 kali lipat. Tenaga air juga mengalami peningkatan secara signifikan dari 7,0 TWh pada tahun 2016 menjadi 27,3 TWh pada tahun 2025, atau meningkat hampir 4 kali lipat. Produksi listrik dari gas alam (termasuk LNG) mengalami peningkatan sejak tahun 2016 sebesar 2,3 kali lipat pada tahun 2025. produksi Porsi pembangkit EBT di Jawa-Bali akan meningkat dari 8,4% pada 2016 menjadi 14,2% pada 2025.



Gambar 6.6 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali (GWh)

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*). Selain itu produksi energi dari gas/LNG yang sangat besar sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak terpenuhi.

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 atau batubara.

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit milik PLN dan IPP dapat dilihat pada Tabel 6.46. Volume kebutuhan batubara terus meningkat sampai tahun 2024. Hal ini merupakan konsekuensi dari rencana pengembangan pembangkit yang mengandalkan PLTU batubara sebagai pemikul beban dasar. Namun pada tahun 2025 terjadi penurunan konsumsi batubara karena sesuai

target Pemerintah untuk mengurangi bauran energi dari batubara menjadi sekitar 50%. Kebutuhan gas/LNG akan meningkat secara signifikan sesuai target Pemerintah untuk meningkatkan pemanfaatan gas menggantikan batubara, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

Tabel 6.46 Kebutuhan Bahan Bakar Sistem Jawa-Bali

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10^3 kl)	346	345	345	285	285	285	285	285	285	285
2	MFO (10^3 kl)	266	266	38	40	40	42	49	55	69	69
3	Gas (bcf)	345	350	297	291	281	275	274	274	274	318
4	LNG (bcf)	105	122	208	263	312	309	309	310	420	631
5	Batubara (10^6 ton)	61	73	78	82	89	99	109	117	121	106
6	Biomass/Sampah (10^3 ton)	-	109	323	401	462	630	847	944	944	944

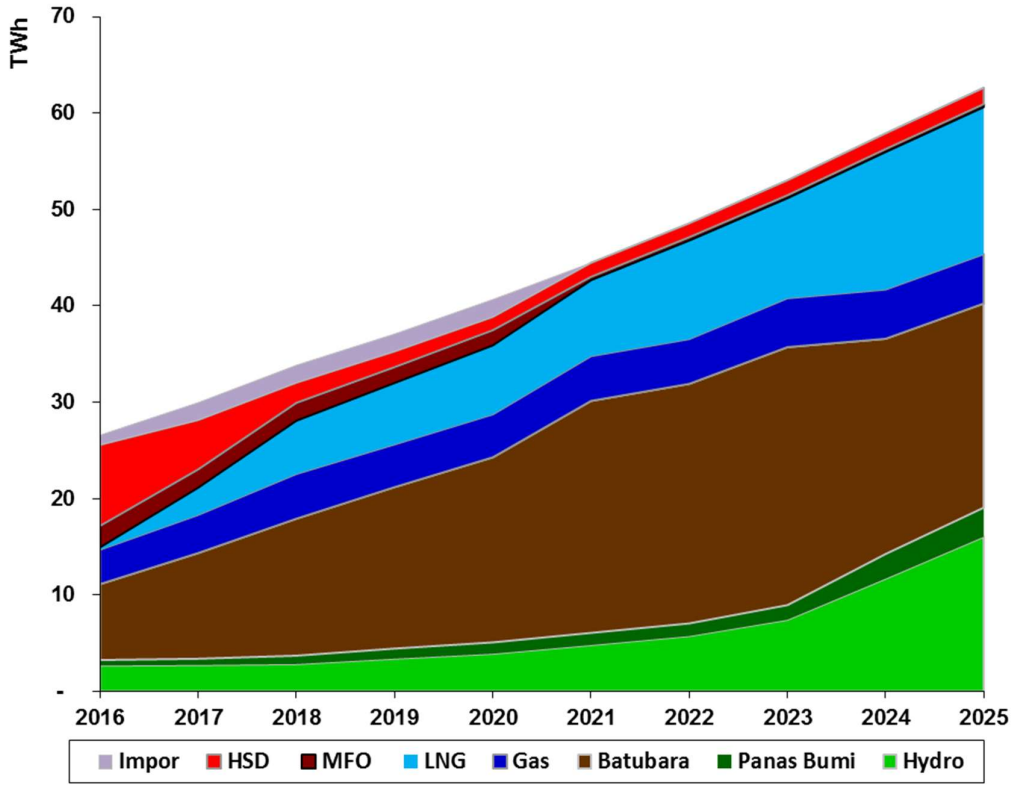
Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)

6.6.4. Sasaran Fuel Mix Indonesia Timur

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Indonesia Timur diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 32,6% batubara, 24,7% tenaga air, 31,4% gas alam (termasuk LNG), 4,6% panas bumi dan 3,1% BBM dan 3,6% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.47 dan Gambar 6.7. Porsi pembangkit EBT di Indonesia Timur akan meningkat dari 12,4% pada 2016 menjadi 33,0% pada 2025.

Tabel 6.47 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD	8,410	5,123	2,095	1,631	1,384	1,456	1,447	1,551	1,625	1,696
2	MFO	2,226	1,893	1,852	1,640	1,570	340	337	307	307	307
3	Gas	3,574	3,964	4,651	4,439	4,461	4,646	4,648	5,072	5,106	5,125
4	LNG	241	2,818	5,515	6,369	7,151	7,882	10,224	10,376	14,265	15,253
5	Batubara	7,872	10,969	14,213	16,754	19,201	24,072	24,854	26,770	22,339	21,185
6	Hydro	2,682	2,739	2,837	3,395	3,907	4,812	5,744	7,430	11,697	16,050
7	Panas Bumi	576	651	869	1,049	1,180	1,258	1,311	1,521	2,555	3,017
8	EBT Lain	39	800	1,205	1,575	1,816	1,966	1,991	2,214	2,296	2,354
9	Impor	1,007	1,813	1,813	1,813	1,813	-	-	-	-	-
	T O T A L	**26,628**	**30,770**	**35,051**	**38,664**	**42,483**	**46,432**	**50,557**	**55,242**	**60,190**	**64,988**



Gambar 6.7 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di Indonesia Timur dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel 6.48.

Tabel 6.48 Kebutuhan Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

No.	Jenis Bahan Bakar	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	HSD (10^3 kl)	2,271	1,383	566	440	374	393	391	419	439	458
2	MFO (10^3 kl)	552	469	459	407	389	84	84	76	76	76
3	Gas (bcf)	35	39	45	43	44	46	46	49	49	49
4	LNG (bcf)	2	21	40	47	52	57	72	73	98	105
5	Batubara (10^6 ton)	6	8	11	13	15	18	19	21	17	17
6	Biomass/Sampah (10^3 ton)	-	0	0	1	1	1	1	1	1	1

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

6.7. PROYEKSI EMISI CO_2

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2016-2025 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, PLTA dan EBT lainnya yang ditetapkan masuk dalam sistem kelistrikan walaupun mereka bukan merupakan solusi biaya terendah.

Selain itu juga banyak direncanakan pengembangan energi baru dan terbarukan lainnya seperti PLTB, PLTS, PLT sampah, biomass dan PLTN. Penggunaan teknologi *boilers upercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di pulau Jawa dan Sumatera 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[50] serta Puslitbang Lemigas dan Puslitbang Tekmira yang lebih sesuai dengan kondisi di Indonesia.

Pemerintah telah menetapkan Peraturan Presiden Nomor 4 tahun 2010 sebagaimana telah diubah dua kali dengan Perpres Nomor 194 Tahun 2014 dan 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.

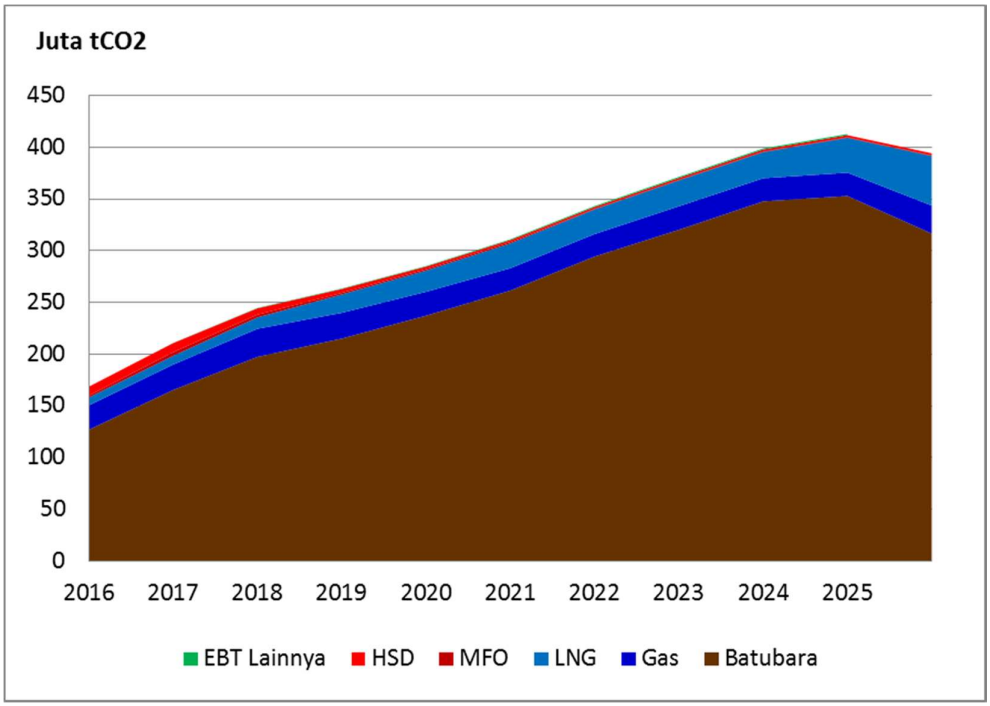
Emisi CO_2 Indonesia

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 hampir 2 kali lipat dari 211 juta ton pada tahun 2016 menjadi 395 juta ton pada tahun 2025. Dari 395 juta ton emisi tersebut, 317 juta ton (80%) berasal dari pembakaran batubara.

Average grid emission factor[51] untuk Indonesia pada tahun 2016 adalah 0,851 kgCO2/kWh, akan meningkat hingga 0,871 kgCO2/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU batubara. Masih tingginya *grid emission factor* pada tahun 2022 juga disebabkan mundurnya proyek-proyek PLTP dan

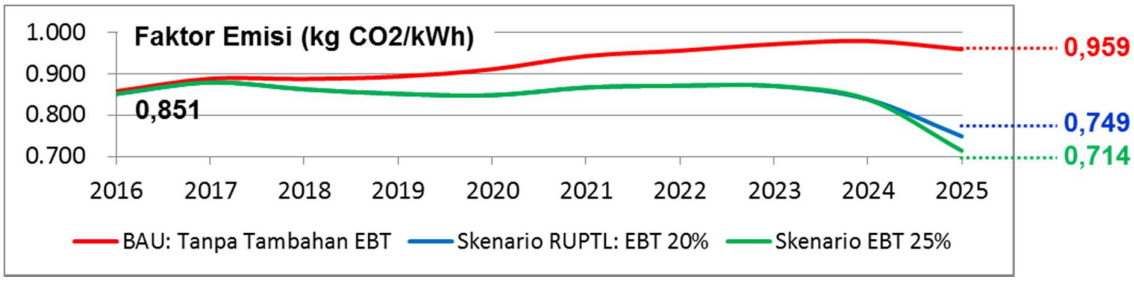
[50] IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.*
[51] *Grid emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO2 [kg] per produksi listrik [kWh]

PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,749 kgCO2/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).



Gambar 6.8 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

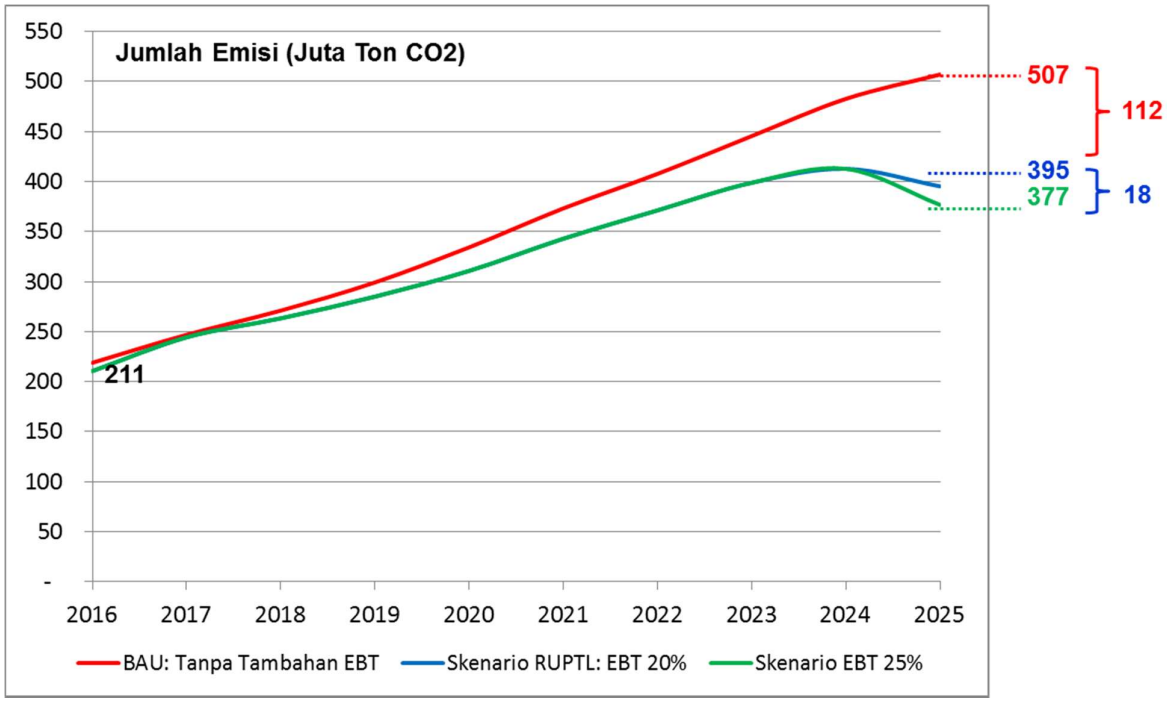
Gambar 6.9 menunjukkan proyeksi *grid emission factor* untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 6.10 menunjukkan proyeksi jumlah emisi CO2 yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2016-2025.



Gambar 6.9 Proyeksi Grid Emission Factor CO2 untuk Berbagai Skenario EBT

Dari Gambar 6.9 tersebut terlihat bahwa apabila tidak ada penambahan EBT yang agresif, maka faktor emisi akan meningkat dari 0,851 kgCO2/kWh pada 2016 menjadi 0,960 kgCO2/kWh pada 2025. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif, maka faktor emisi CO2 akan menurun menjadi 0,749

kgCO2/kWh pada 2025 dalam RUPTL (EBT 20%), dan 0,714 kgCO2/kWh apabila target EBT 25% terpenuhi.



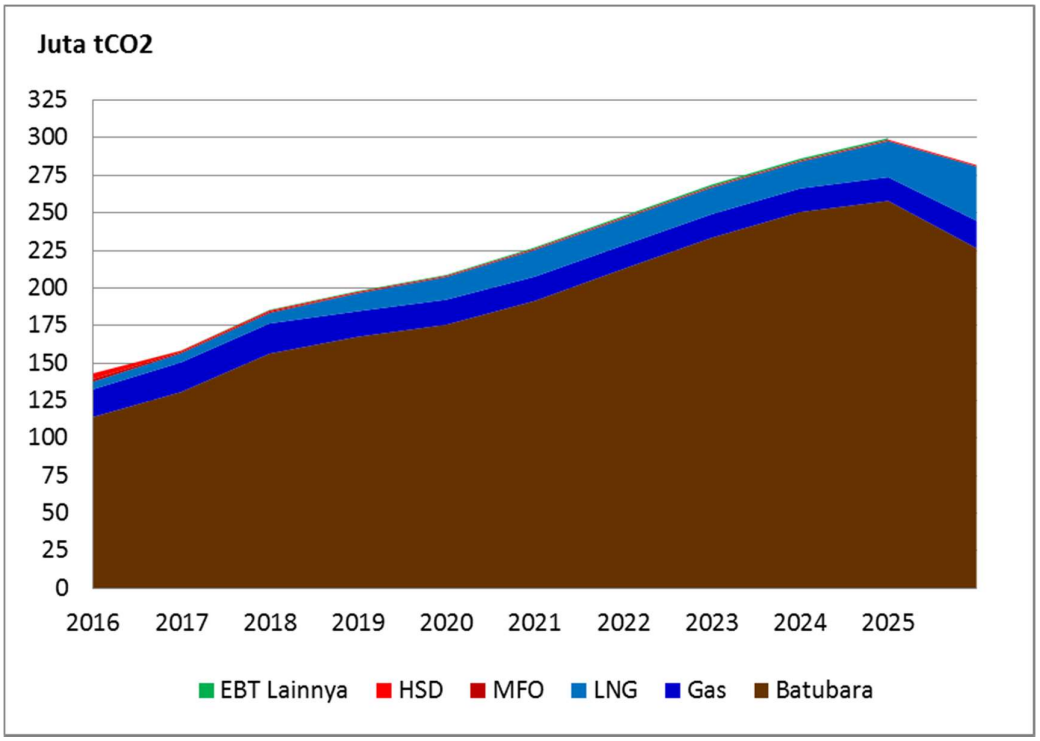
Gambar 6.10 Proyeksi Emisi CO2 untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT

Penurunan emisi CO2 dengan membatasi bauran energi dari batubara sekitar 50% melalui penambahan pembangkit EBT dan pembangkit gas adalah sebesar 112 juta ton CO2, sedangkan apabila hanya melalui penambahan pembangkit EBT maka penurunannya 130 juta ton CO2. Dengan asumsi harga CO2 sebesar USD 1/ton CO2, maka terdapat benefit sebesar USD 130 juta. Namun investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan EBT jauh lebih besar, yaitu USD 24 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT dan gas) atau USD 50 miliar (apabila dipenuhi dengan EBT saja).

Emisi CO_2 Sistem Jawa-Bali

Proyeksi emisi CO_2 dari sistem Jawa Bali diperlihatkan pada Gambar 6.11. Emisi akan meningkat 1,8 kali lipat dari 158 juta ton pada tahun 2016 menjadi 283 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,854kgCO2/kWh pada tahun 2016 menjadi 0,871kgCO2/kWh pada tahun 2022 karena banyak beroperasinya PLTU dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, serta berkurangnya pasokan gas untuk pembangkit. Namun selanjutnya akan menurun hingga 0,759 kgCO2/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi

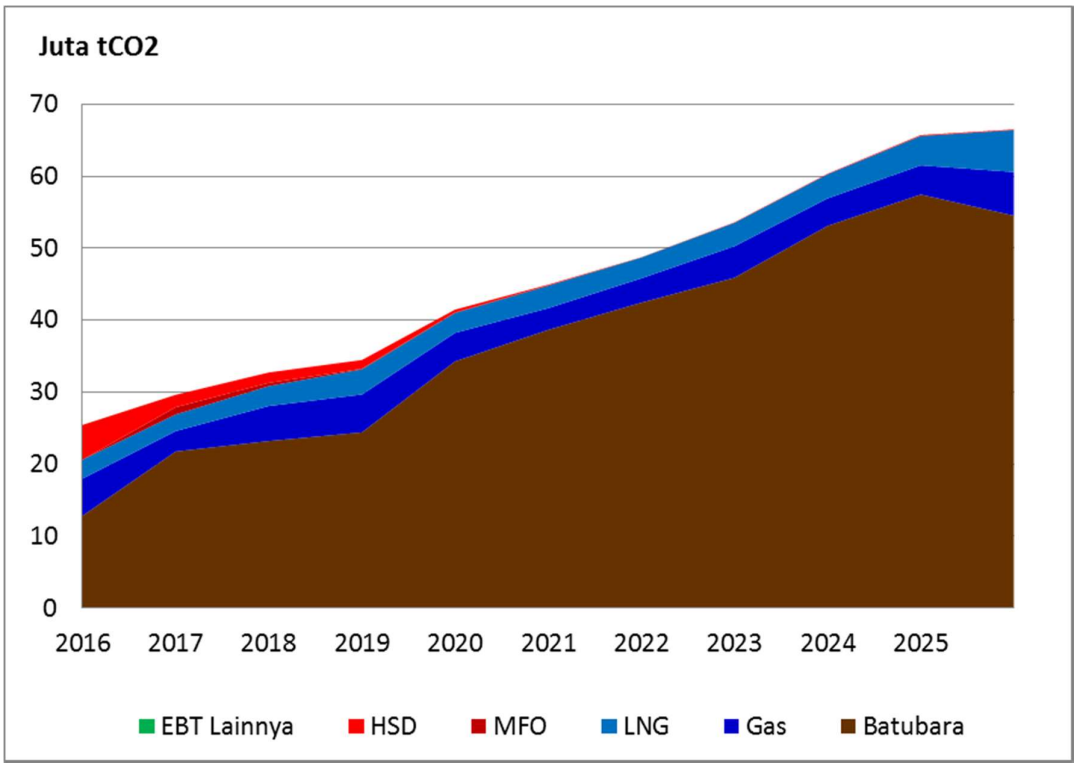
positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (misalnya PLTU *ultra super critical/USC*).



Gambar 6.11 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar pada Sistem Jawa Bali

Emisi CO2 Wilayah Sumatera

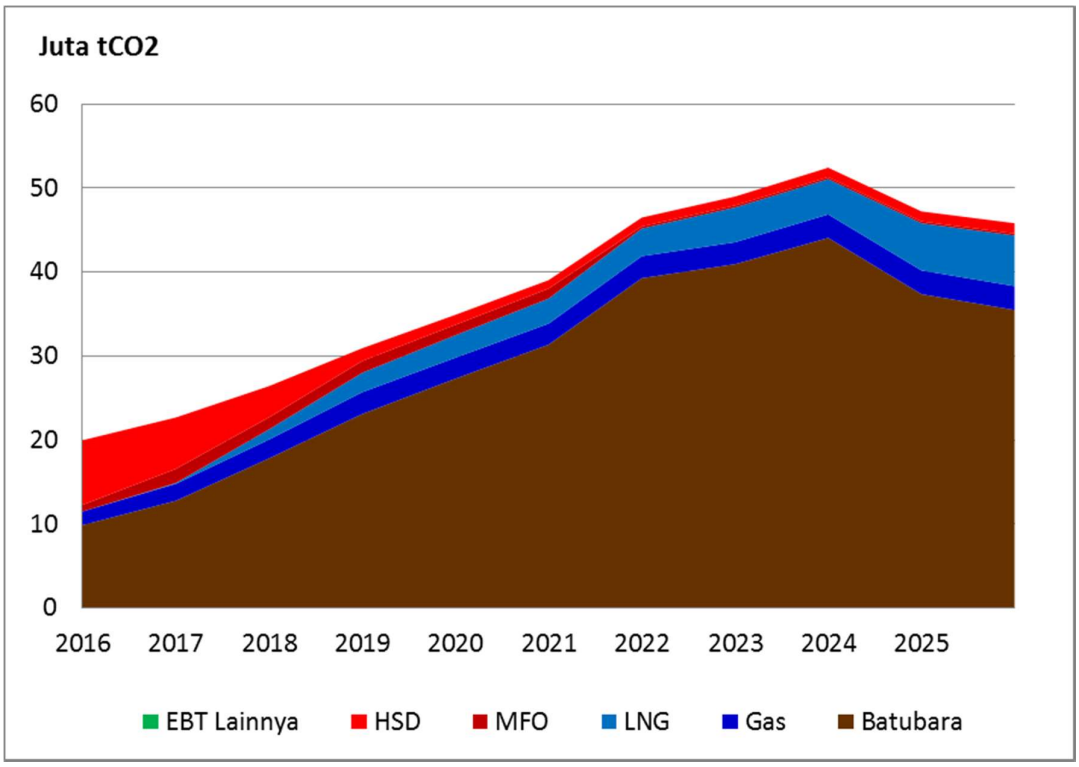
Proyeksi emisi CO2 dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada gambar 6.12. Emisi diproyeksikan akan naik 2,2 kali lipat dari 29 juta ton pada tahun 2016 menjadi 66 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,837kgCO2/kWh pada tahun 2016 dan akan meningkat menjadi 0,825 kgCO2/kWh pada tahun 2019 karena banyak PLTU batubara yang beroperasi dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,738 kgCO2/kWh pada tahun 2025 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya.



Gambar 6.12 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 6.13. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 2 kali lipat dari 23 juta ton pada tahun 2016 menjadi 46 juta ton pada tahun 2025. *Grid emission factor* akan meningkat dari 0,853kgCO2/kWh pada tahun 2016 menjadi 1,002 kgCO2/kWh pada tahun 2021 dengan masuknya PLTU batubara dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,705 kgCO2/kWh pada tahun 2025. Faktor emisi yang membaik ini disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.



Gambar 6.13 Emisi CO2 per Jenis Bahan Bakar Wilayah Indonesia Timur

6.8. 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.

6.9. PENGEMBANGAN SISTEM PENYALURAN DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2016-2025 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 2025 diproyeksikan sebesar 172.136 MVA untuk pengembangan gardu induk serta 67.901 kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.49 dan Tabel 6.50. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2016-2019, hal ini karena adanya keterlambatan penyelesaian proyek yang seharusnya beroperasi sebelum tahun 2016. Untuk ke depannya, diharapkan permasalahan pembangunan fasilitas tersebut dapat diatasi dengan pemberlakuan UU No. 2 Tahun 2012 dan Peraturan Presiden No. 4 Tahun 2016 secara menyeluruh.

Tabel 6.49 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Indonesia

Satuan kms

TRANSMISI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500 kV AC	473	83	1,329	2,451	491	976	1,000	120	-	1,090	8,013
500 kV DC	-	-	-	1,100	443	-	-	-	-	-	1,543
275 kV	1,330	2,141	572	2,182	850	410	890	50	795	90	9,310
150 kV	8,354	13,775	8,583	3,642	4,162	1,216	1,753	2,088	1,111	1,514	46,197
70 kV	1,828	82	481	261	97	-	-	90	-	-	2,838
TOTAL	**11,985**	**16,080**	**10,964**	**9,636**	**6,043**	**2,602**	**3,643**	**2,348**	**1,906**	**2,694**	**67,901**

Tabel 6.50 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Indonesia

Satuan MVA

TRAFO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/275 kV	-	-	1,500	1,000	500	-	750	-	-	-	3,750
500/150 kV	4,838	8,668	9,500	5,000	4,000	-	-	1,000	-	5,500	38,506
500 kV DC	-	-	-	6,000	600	-	-	-	-	-	6,600
275/150 kV	5,750	3,680	2,000	4,500	-	700	1,000	250	520	1,250	19,650
150/70 kV	90	1,290	100	60	60	-	-	-	-	-	1,600
150/20 kV	12,870	21,280	11,260	12,160	6,520	6,320	6,370	8,560	6,560	7,390	99,290
70/20 kV	730	770	440	180	170	60	120	150	30	90	2,740
TOTAL	**24,278**	**35,688**	**24,800**	**28,900**	**11,850**	**7,080**	**8,240**	**9,960**	**7,110**	**14,230**	**172,136**

6.9.1. 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 transmisi 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 6.14.



Gambar 6 14 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2016-2025

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2016-2025 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 beban dalam bentuk

penambahan kapasitas trafo di Gardu Induk 150 kV dan 70 kV. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* yang juga terdapat di beberapa sistem, antara lain rencana pembangunan *ring* 275 kV Medan yaitu T/L 275 kV GITET Medan Timur – Galang dan T/L 275 kV GITET Medan Timur – GITET Medan Barat – Pangkalan Susu, serta rekonduktoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel.

Rencana interkoneksi dengan tegangan 275 kV di Sumatera yang saat ini sudah dalam tahap pembangunan diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2018. Selain itu terdapat pembangunan beberapa gardu induk dan transmisi 150 kV untuk mengambil alih beban dari pembangkit *diesel* ke sistem interkoneksi (*dedieselisasi*).

Rencana pengembangan transmisi *backbone* di subsistem Aceh saat ini menggunakan sistem 275 kV. Ruas transmisi 275 kVyang akan dibangun adalah Pangkalan Susu – Arun – Sigli – Ulee Kareng menggunakan jenis penghantar ACSR 4x430 mm^2. Penggunaan penghantar ACSR 4x430 mm^2karena mempertimbangkan adanya potensi pembangkit-pembangkit energi murah yang kapasitasnya cukup besar di Aceh (air, batubara, dan panas bumi), serta tingginya pertumbuhan beban di Susbsitem Aceh.

Rencana pengembangan sistem penyaluran Wilayah Sumatera hingga tahun 2025 diproyeksikan sebesar 45.060 MVA untuk pengembangan gardu induk (500 kV, 275 kV, 150 kV dan 70 kV) serta 25.473 kms pengembangan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.34 dan Tabel 6.35.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 150 kV 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, *dedieselisasi* dan fleksibilitas operasi.
- Perubahan lokasi Proyek SUTET 275 kV Payakumbuh-New Garuda Sakti (Simpang Bingung) menjadi Payakumbuh-Perawang karena sulitnya pembebasan satu lahan yang sangat besar di Simpang Bingung.Di lokasi Perawang direncanakan akan dibangun GITET 275kV, GITET 500 kV, dan *Station Converter* HVDC.

– Pembangunan transmisi *backbone* 275 kV tahap I mulai dari Lahat - Lubuk Linggau – Bangko – Muara Bungo – Kiliranjao – 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. Saat ini pekerjaan jalur *backbone* ini sudah dalam tahap konstruksi, dan akan beroperasi secara keseluruhan di tahun 2018.

– 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 2018 sampai dengan tahun 2022. Untuk mengantisipasi pertumbuhan beban sampai tiga puluh tahun ke depan, maka pada pembangunannya SUTET 500 kV Sumatera sudah disiapkan pengembangan untuk 4 sirkit.

– Pembangunan transmisi 275 kV ring Medan, yaitu T/L 275 kV Galang – GITET Medan Timur – Medan Barat – Pangkalan Susu, dengan rencana COD tahun 2019/2020, dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Medan, serta mengatasi potensi *bottleneck* SUTT 275 kV Pangkalan Susu-Binjai.

– Pembangunan transmisi 275 kV Betung – Palembang-1/Palembang Utara yang direncanakan beroperasi pada tahun 2019, serta T/L 275 kV Sumsel-1 – Palembang Tenggara yang direncanakan beroperasi tahun 2020. Kedua proyek ini dimaksudkan untuk perkuatan pasokan dan keandalan sistem kelistrikan Palembang.

– Pembangunan *underground cable* 150 kV di beberapa ibu kota provinsi, yang tujuannya untuk perkuatan pasokan dan keandalan ibu kota provinsi tersebut, antara lain:

    1. Kenten – GIS kota Timur – GIS kota Barat – Gandus, serta koneksi GIS kota Timur ke GI Boom Baru melalui IBT 150/70 kV 2x100 MVA, dengan rencana COD tahun 2018 dan 2019, dimaksudkan untuk perkuatan kota Palembang.

2. Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan *underground cable* GI/GIS Helvetia - Kota Medan -GIS Batu Gingging – GIS Listrik dan GIS Mabar – GIS Listrik, dengan COD tahun 2018.
3. Untuk perkuatan kota Pekanbaru yaitu pembangunan *underground cable* GIS Kota Pekanbaru (Arengka)-Inc 2 Pi, Garuda Sakti Teluk Lembu.

– 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, perlu dilakukan studi kelayakan yang lebih mendalam.

– Interkoneksi Batam – Bintan dengan kabel laut 150 kV dimaksudkan untuk memenuhi sebagian kebutuhan tenaga listrik pulau Bintan dengan pasokan tenaga listrik dari Batam[52] dengan mempertimbangkan rencana pengembangan pembangkit di Batam yang akan mencukupi kebutuhan Batam dan sebagian Bintan[53].

– Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera–Bangkamelalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka karena ketidakpastian 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 2020.

Tabel 6.51 Kebutuhan Fasilitas Transmisi Wilayah Sumatera

Satuan kms

TRANSMISI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500 kV AC	-	-	780	104	436	580	1,000	-	-	100	3,000
500 kV DC	-	-	-	-	443	-	-	-	-	-	443
275 kV	1,150	2,138	572	2,182	800	130	-	50	-	90	7,112
150 kV	3,258	4,297	2,291	1,268	1,415	178	240	578	90	665	14,280
70 kV	140	-	391	70	-	-	-	-	-	-	601
TOTAL	**4,548**	**6,435**	**4,033**	**3,624**	**3,094**	**888**	**1,240**	**628**	**90**	**855**	**25,435**

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

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

Tabel 6.52 Kebutuhan Fasilitas Trafo dan Gardu Induk Wilayah Sumatera

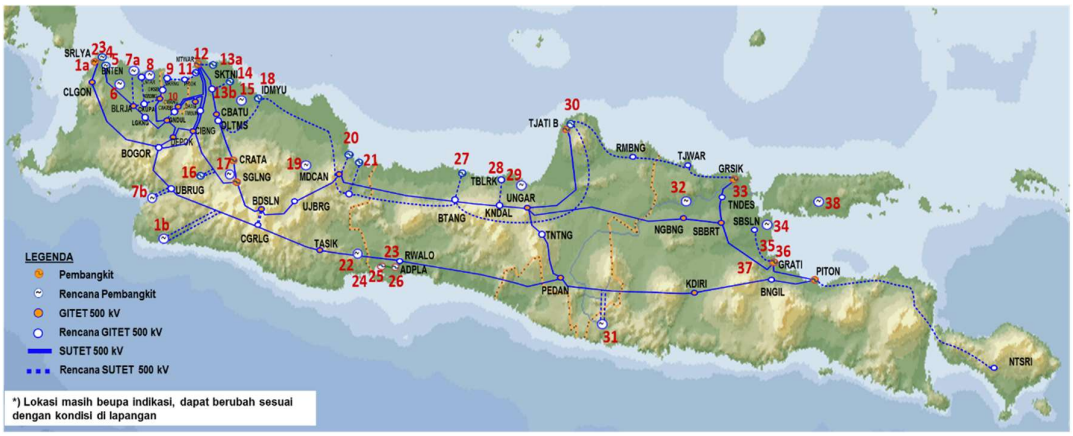
Satuan MVA

TRAFO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/275 kV	-	-	1,500	1,000	500	-	750	-	-	-	3,750
500 kV DC	-	-	-	-	600	-	-	-	-	-	600
275/150 kV	5,250	3,500	2,000	4,500	-	500	-	250	250	1,250	17,500
150/70 kV	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	3,600	4,300	3,100	1,320	1,320	1,620	1,130	2,180	1,590	2,470	22,630
70/20 kV	120	90	240	-	-	30	-	-	-	-	480
TOTAL	**8,970**	**7,890**	**6,940**	**6,820**	**2,420**	**2,150**	**1,880**	**2,430**	**1,840**	**3,720**	**45,060**

6.9.2. 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. 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 6.15.

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 memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV disekitar Jakarta.



Gambar 6.15 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa-Bali Tahun 2016-2025

Pada Tabel 6.53 dan Tabel 6.54 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 6.53 Kebutuhan Saluran Transmisi Sistem Jawa-Bali

Satuan kms

TRANSMISI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500 kV AC	473	83	549	2,347	55	396		120		990	5,013
500 kV DC				1,100							1,100
150 kV	2,105	4,582	1,329	1,144	777	636	449	468	307	519	12,314
70 kV	2	42									44
TOTAL	**2,579**	**4,706**	**1,877**	**4,591**	**832**	**1,032**	**449**	**588**	**307**	**1,509**	**18,471**

Tabel 6.54 Kebutuhan Trafo Sistem Jawa-Bali

Satuan MVA

TRAFO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
500/150 kV	4,838	8,668	9,500	5,000	4,000			1,000		5,500	38,506
500/150 kV DC				6000							6,000
150/70 kV		600									600
150/20 kV	6,600	13,700	5,940	9,340	4,080	3,540	3,890	5,130	3,800	4,240	60,260
70/20 kV	50	500	30	60	60			30			730
TOTAL	**11,488**	**23,468**	**15,470**	**20,400**	**8,140**	**3,540**	**3,890**	**6,160**	**3,800**	**9,740**	**106,096**

Dari Tabel 6.36 terlihat bahwa sampai dengan tahun 2025 akan dibangun transmisi 500 kV sepanjang 5.013 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, *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 dilakukan rekonduktoring terkait dengan evakuasi daya PLTU Jawa-7 adalah SUTET Suralaya Baru-Bojanegara-Balaraja (tahun 2019), SUTET Suralaya Lama-Balaraja-Gandul (tahun 2019) dimana salah satu opsi untuk mengubah tower 1 sirkit eksisting menjadi tower 2 sirkit. 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 – Tx. Mandiancan (dengan opsi koneksi ke GITET Mandirancan) - Cibatu Baru/Delta Mas, atau yang dikenal dengan *Central West*

Java Transmission Line. 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.

Beserta rencana untuk evakuasi dan *looping* di Jawa Tegah dan Jawa Timur adalah SUTET (Inc. Mandirancan – Ungaran) - Tambaklorok – Tanjung Jati – Tanjung Awar-Awar – Gresik yang diharapkan beroperasi pada tahun 2025.

Opsi pemanfaatan *Underground Cable* 500 kV akan dimanfaatkan khususnya untuk kondisi daerah yang tidak mengijinkan adanya tower transmisi seperti sebagian ruas yang akan melalui Bandara Juanda, Surabaya.

Rencana kebutuhan GITET 500 kV dan tambahan trafo interbus 500/150 kV yang direncanakan pada Tabel 6.54 merupakan perkuatan *grid* yang tersebar di Jawa.

Untuk mendukung penjualan maka beberapa GITET yang diharapkan dapat beroperasi tepat waktu adalah GITET Cikupa untuk antisipasi pertumbuhan beban di Tangerang, GITET Deltamas dan GITET Sukatani untuk antisipasi pertumbuhan beban di Cibatu, Cikarang, dan Karawang serta GITET Ampel untuk antisipasi pertumbuhan beban di Salatiga.

Dalam rangka meningkatkan keandalan pasokan, terdapat rencana pembangunan GITET di dekat pembangkit eksisting yang terkoneksi di 150 kV, sehingga saat terjadi gangguan di pembangkit terkait akan mengurangi risiko pemadaman karena akan mendapatkan pasokan langsung dari GITET-GITET tersebut. Beberapa GITET yang terkait kebijakan pengembangan ini adalah: GITET Lontar, GITET Ubrug (Pelabuhan Ratu), GITET Tanjung Awar-Awar dan GITET Tambaklorok).

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.53 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 Sumatera.

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 6.53 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.

Kriteria untuk penambahan trafo 150/20 kV baru adalah saat pembebanan trafo eksisting di GI-GI tersebut (dan GI-GI sekitarnya) telah mencapai 80%, sedangkan saat GI-GI eksisting tidak dapat ditambahkan trafo baru (4 trafo untuk GI Konvensional dan 3 trafo untuk GIS) maka dibutuhkan pengembangan Gardu Induk 150/20 kV baru. Berdasarkan kondisi tersebut untuk Jabodetabek khususnya area-area yang dilayani Distribusi Jakarta kriterianya adalah 60%.

Beberapa proyek transmisi strategis di Jawa-Bali antara lain:

– Proyek transmisi SUTET 500 kV Tx. Ungaran - Pemalang - Tx. Mandirancan-Indramayu - Deltamas tahun 2020[54] (*Central-West Java Transmission Line*).

– Pembangunan transmisi 500 kV HVDC *bipole* 3,000 MW Sumatera - Jawa berikut GITET XBogor - *Incomer* (Tasik - Depok dan Cilegon – Cibinong) untuk menyalurkan listrik dari PLTU mulut tambang di Sumatera 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 2019 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 (*North Looping* Jakarta).

– SUTET 500 kV Bandung Selatan – *Incomer* (Tasik-Depok) tahun 2017.

6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Wilayah Indonesia Timur

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

Selian itu, masih ada beberapa sistem kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan saat

[54] Transmisi 500 kV ini tidak terkoneksi ke GITET Mandirancan, hanya melintas di dekatnya, namun untuk mitigasi risiko, opsi untuk koneksi sementara ke GITET Mandirancan akan menjadi pertimbangan.

ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem Sumbawa, Flores, Timor, Ambon, dan Jayapura.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Indonesia Timur pada umumnya dibangun untuk menghubungkan sistem-sistem yang selama ini masih *isolated*, membentuk *backbone* 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 6.55 dan Tabel 6.56 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Indonesia Timur.

Tabel 6.55 Kebutuhan Saluran Transmisi Indonesia Timur

Satuan kms

TRANSMISI	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
275 kV	180	3	-	-	50	280	890	-	795	-	2,198
150 kV	2,991	4,896	4,964	1,230	1,970	402	1,064	1,042	714	330	19,603
70 kV	1,686	40	90	191	97	-	-	90	-	-	2,194
TOTAL	**4,857**	**4,939**	**5,054**	**1,421**	**2,117**	**682**	**1,954**	**1,132**	**1,509**	**330**	**23,995**

Tabel 6.56 Kebutuhan Trafo Indonesia Timur

Satuan MVA

TRAFO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
275/150 kV	500	180	-	-	-	200	1,000	-	270	-	2,150
150/70 kV	90	690	-	60	60	-	-	-	-	-	900
150/20 kV	2,670	3,280	2,220	1,500	1,120	1,160	1,350	1,250	1,170	680	16,400
70/20 kV	560	180	170	120	110	30	120	120	30	90	1,530
TOTAL	**3,820**	**4,330**	**2,390**	**1,680**	**1,290**	**1,390**	**2,470**	**1,370**	**1,470**	**770**	**20,980**

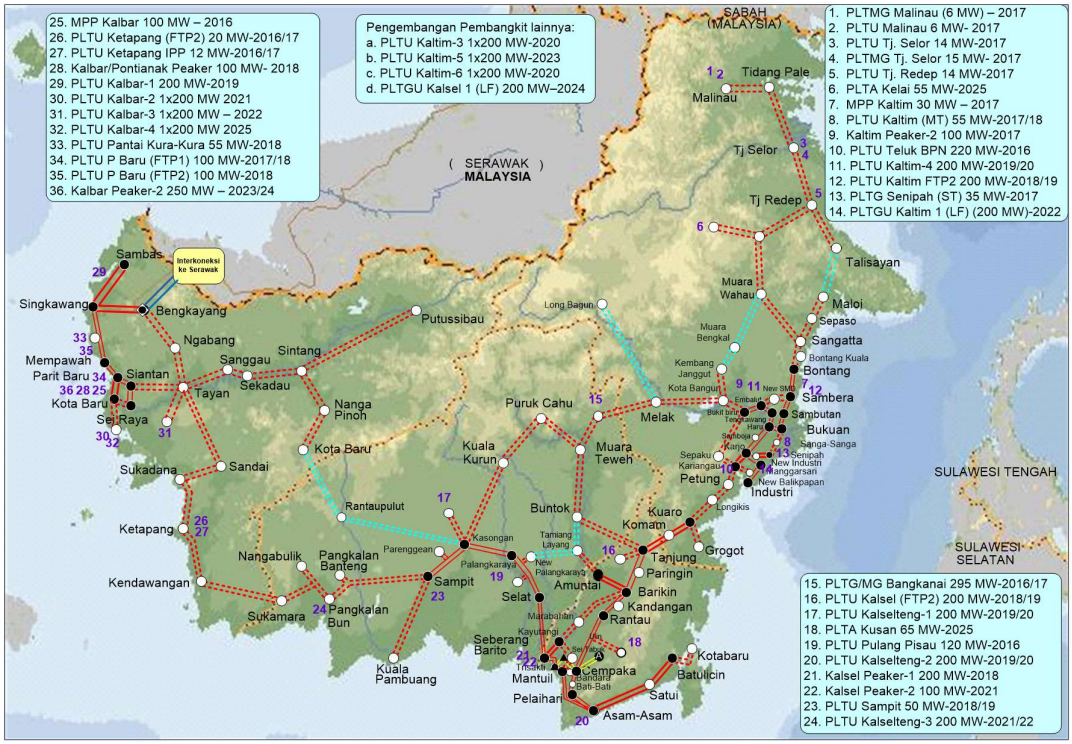
Dalam kurun waktu tahun 2016-2025, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 23.995 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 20.980 MVA.

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 Kalbardengan sistem Kalselteng, akan dibangun transmisi 150 kV untuk meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem kelistrikan se-Kalimantan direncanakan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid Borneo*. Sebagai pengubung antar sistem (*backbone*) termasuk *cross-border interconnection* dengan Malaysia (Sabah dan Serawak), direncanakan pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV). Adapun level tegangan penyaluran yang akan digunakan menunggu hasil studi *master plan Grid Borneo* yang saat ini dalam tahap pelaksanaan.

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



Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2016-2025

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

– 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 Interkoneksi Sulawesi.

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 menghubungkan sistem Sulselbar dengan sistem Sulteng (Poso – Palu) telah beroperasi, sedangkan transmisi 150 kV yang akan menghubungkan dengan sistem Sultra saat ini dalam tahap konstruksi dan diharapkan tahun 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 cukup 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, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibiltas operasi.

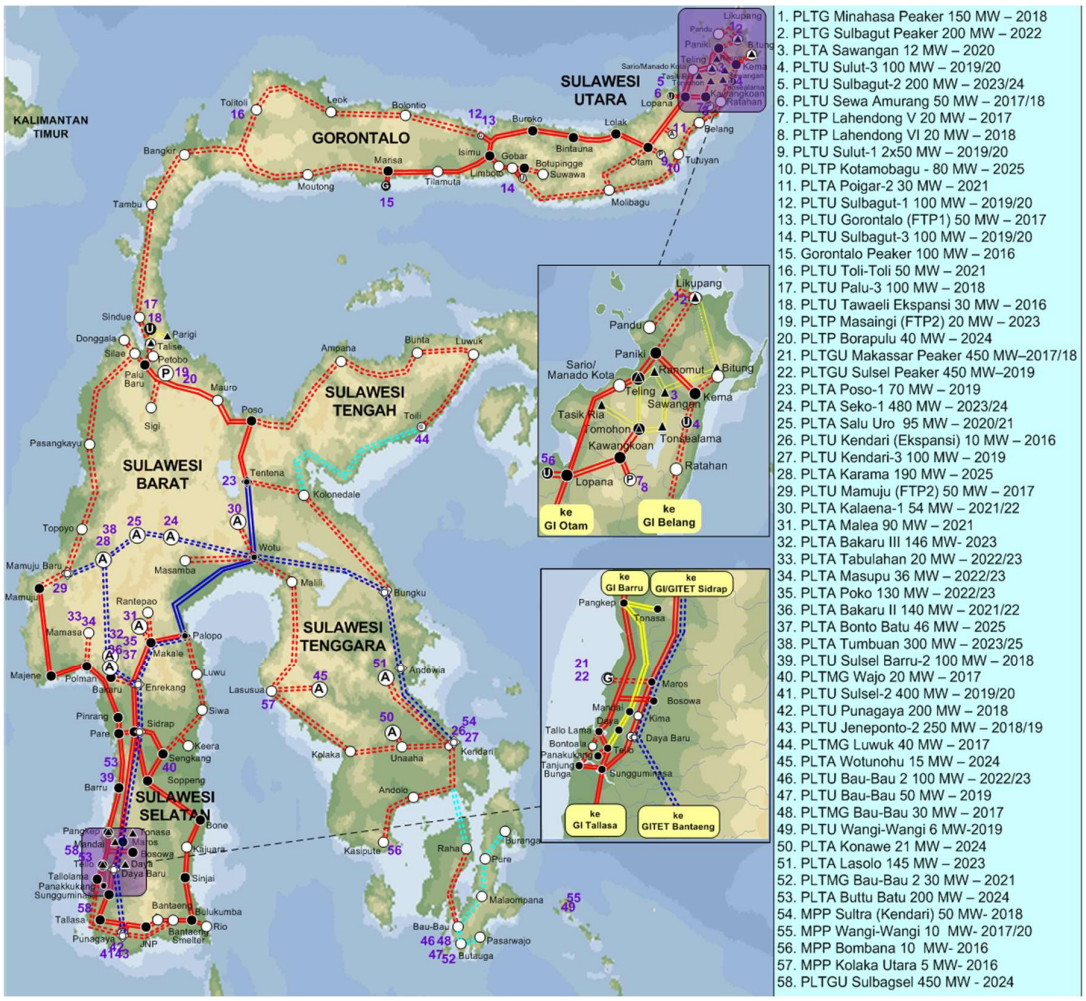
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi EHV tersebut, juga akan dibangun GITET di Enrekang, Sidrap dan Maros/Daya Baru. Proyek-proyek tersebut direncanakan dapat beroperasi pada tahun 2021/2022 seiring dengan pelaksanaan proyek PLTA skala besar, seperti PLTA Seko, Tumbuan.

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 dan melalui jalur utara Gorontalo – Bolontio – Buol – Tolitoli. Proyek transmisi ini dijadwalkan akan selesai dan beroperasi sekitar tahun 2018.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Sulawesi sebagaimana terlihat pada gambar 6.17.



Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2016-2025

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Sulawesi antara lain:

- Transmisi 150 kV Wotu – Malili – Lasusua – Kolaka – Unaaha – Kendari termasuk IBT 275/150 kV Wotu, untuk menghubungkan sistem Sulsel dengan sistem Sultra, 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 Gorontalo – Bolontio – Buol – Tolitoli sertatransmisi 150 kV Tolitoli – Bangkir – Tambu, sehingga membentuk sistem Sulbagut, termasuk rencana interkoneksi ke sistem Palu.

Sistem Interkoneksi Lombok.

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*.

Dibanding RUPTL sebelumnya, terdapat tambahan ruas transmisi 150 kV yaitu dari rencana GI Mataram ke GI Mantang sehingga membentuk *looping* untuk memasok kota Mataram.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.18.

Beberapa proyek transmisi strategis di Wilayah Indonesia Timur antara lain:

– Transmisi 150 kV Pringgabaya – Sambelia/PLTU Lombok FTP2 untuk evakuasi daya dari PLTU Lombok FTP2 dan PLTU IPP Lombok Timur.

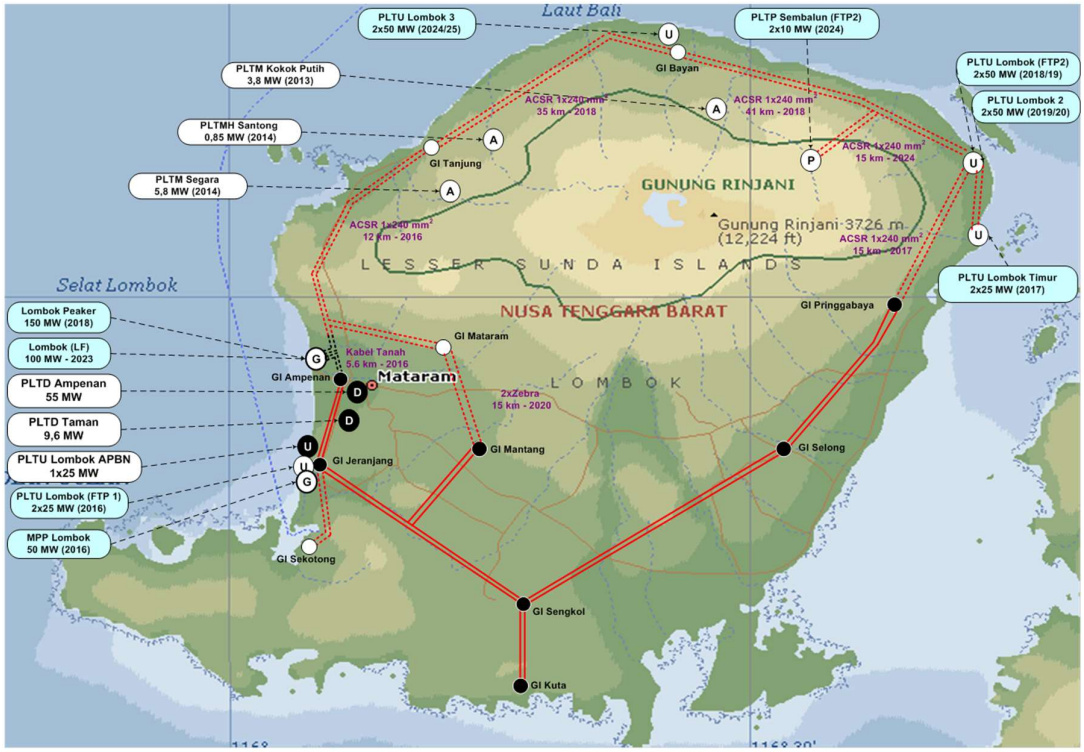
– Transmisi 150 kV Sambelia/PLTU Lombok FTP2 – Bayan – Tanjung sehingga membentuk *looping* untuk mendukung evakuasi daya dari kedua PLTU tersebut.

– 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). Pembangunan

jaringan 70 kV di Pulau Timor dari Atambua ke Kupang sepanjang sekitar 300 km ditujukan untuk mengurangi pengoperasian PLTD.

– Transmisi di Maluku yaitu sistem 70 kV dan 150 kV Ambon, sistem 150 kV Seram dan sistem 150 kV Halmahera untuk menyalurkan daya dari pembangkit non BBM ke pusat beban.

– Transmisi 70 kV dan 150 kV sistem Jayapura dan sistem Sorong untuk menyalurkan daya dari pembangkit non-BBM ke pusat beban di Jayapura dan Sorong.



Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi NTB Tahun 2016-2025

6.10. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.57. Kebutuhan fisik sistem distribusi Indonesia hingga tahun 2025 adalah sebesar 159 ribu kms jaringan tegangan menengah, 133 ribu kms jaringan tegangan rendah, 44 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 21,6 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.57 Kebutuhan Fasilitas Distribusi di Indonesia

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	15.6	15.7	15.8	16.3	16.2	15.6	15.6	15.8	16.0	16.5	**159.1**
Jaringan TR	ribu kms	12.6	12.9	13.2	13.8	13.7	13.3	13.1	13.3	13.3	14.0	**133.2**
Trafo Distribusi	ribu MVA	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.4	4.6	4.7	4.8	**44.0**
Tambahan Pelanggan	juta plgn	3.1	2.9	2.9	2.5	2.4	1.8	1.5	1.5	1.5	1.5	**21.6**

6.10.1 Wilayah Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.58. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2025 adalah sebesar 40ribu kms jaringan tegangan menengah 40 ribu kms jaringan tegangan rendah 5,3 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 4,7 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.58 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Sumatera

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	3.3	3.6	3.7	3.9	4.0	4.1	4.1	4.2	4.4	4.9	**40.4**
Jaringan TR	ribu kms	3.6	3.9	3.8	4.0	4.0	4.1	4.0	4.2	4.3	4.6	**40.5**
Trafo Distribusi	ribu MVA	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	**5.3**
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	**4.7**

6.10.2 Wilayah Jawa-Bali

Perencanaan kebutuhan fisik untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik dapat diproyeksikan seperti pada Tabel 6.59.

Tabel 6.59 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Sistem Jawa-Bali

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	7.0	6.4	6.4	6.7	6.4	6.4	6.5	6.6	6.5	6.4	**65.4**
Jaringan TR	ribu kms	5.1	4.9	5.1	5.3	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.8	**49.7**
Trafo Distribusi	ribu MVA	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.7	2.9	3.0	3.0	**27.7**
Tambahan Pelanggan	juta plgn	1.8	1.6	1.6	1.2	1.2	0.8	0.7	0.7	0.8	0.8	**11.3**

Dalam kurun waktu 10 tahun mendatang dari tahun 2016 sampai dengan tahun 2025 untuk sistem Jawa Bali diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah sebanyak 65 ribu kms, jaringan tegangan rendah 50 ribu kms, kapasitas trafo distribusi 27,7 ribu MVA dan jumlah pelanggan 11,3 juta.

6.10.3 Wilayah Indonesia Timur

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Wilayah Indonesia Timur dapat dilihat pada Tabel 6.60. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah Indonesia Timur hingga tahun 2025 adalah sebesar 53 ribu kms jaringan tegangan menengah 43 ribu kms jaringan tegangan rendah 11 ribu MVA tambahan

kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 5,6 juta pelanggan.

Tabel 6.60 Kebutuhan Fasilitas Distribusi Wilayah Indonesia Timur

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Jumlah
Jaringan TM	ribu kms	5.3	5.7	5.6	5.7	5.8	5.2	5.0	4.9	5.1	5.2	**53.4**
Jaringan TR	ribu kms	3.8	4.2	4.3	4.5	4.6	4.2	4.2	4.3	4.4	4.6	**43.0**
Trafo Distribusi	ribu MVA	0.9	1.0	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.1	**11.0**
Tambahan Pelanggan	juta plgn	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	**5.6**

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 transmisi 150 kV
- Pulau Laut (Kotabaru) – Batulicindengan kabel laut 150 kV
- Bitung – Pulau Lembeh (Sulut) dengan 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: rute, peletakan kabel, lingkungan, struktur dasar laut, dan lain sebagainya.

6.11. PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN DAN DESA BERLISTRIK

Listrik Perdesaan

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan PMN/APLN yang diprogramkan berdasarkan data desa yang disampaikan masing-masing provinsi. Sasaran kuantitatif pembangunan listrik desa adalah bertujuan meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik. Rekap program listrik perdesaan tahun 2016-2025 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.61 dan Tabel 6.62.

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 6.61 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025

Tahun	Satuan	2016 **	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
JTM	kms	4,200	4,827	5,004	5,181	4,608	4,615	4,619	4,622	4,627	4,631	46,933
JTR	kms	3,790	3,845	4,485	4,013	4,276	4,292	4,302	4,312	4,319	4,324	41,958
Trafo	MVA	160	257	286	267	160	160	160	160	160	160	1,929
	Unit	2,597	4,414	5,081	4,559	2,862	2,872	2,880	2,887	2,893	2,898	33,943
Pembangkit	kW	8,930	4,120	3,140	6,160	-	-	-	-	-	-	22,350
Penyambungan & Pemasangan Listrik Gratis	RTS	99,528	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	96,100	964,431
Jml Pelanggan	Ribu PLG	213,168	249,816	288,666	242,873	194,436	194,113	194,175	194,237	194,257	194,282	2,160,023

** Usulan APLN

Tabel 6.62 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2016-2025 (Miliar Rp)

Tahun	2016 **	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
JTM	1,570	1,905	2,099	2,474	1,831	1,831	1,830	1,829	1,829	1,829	19,026
JTR	665	853	887	872	781	781	782	783	783	783	7,969
Trafo	325	529	628	619	388	388	388	388	388	387	4,428
Pembangkit	198	147	101	221	-	-	-	-	-	-	667
RTS	243	225	225	225	225	225	225	225	225	225	2,268
Total Biaya	**3,000**	**3,658**	**3,939**	**4,411**	**3,225**	**3,225**	**3,225**	**3,225**	**3,225**	**3,225**	**34,358**

** Usulan APLN

Desa Berlistrik

Rencana pengembangan desa berlistrik diharapkan dapat mencapai 100% pada tahun 2019 seperti ditunjukkan pada Tabel 6.63. 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 6.63 Rencana Rasio Desa Berlistrik Tahun 2016-2025

Tahun	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rasio Desa Berlistrik (%)	98,0	99,0	99,5	100	100	100	100	100	100	100

6.12. PROGRAM INDONESIA TERANG

Program Indonesia Terang merupakan suatu program pemerintah untuk melistriki desa-desa tertinggal. Program ini mengupayakan pemerataan antara daerah-daerah yang sudah maju dengan daerah-daerah tertinggal dalam kaitannya dengan pemenuhan kebutuhan listrik serta upaya pemanfaatan energi baru dan terbarukan setempat untuk melistriki daerah bersangkutan. Untuk tahap awal, program ini akan diprioritaskan didaerah-daerah dengan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik yang rendah yaitu desa-desa di wilayah Indonesia Timur. Setelah itu secara bertahap akan menuju ke wilayah Indonesia Barat.

Kerjasama antara PLN dan pemerintah merupakan salah satu kunci keberhasilan program ini. Saat ini, sekitar 12.659 desa dengan lebih kurang 2.527.469 KK dan 9.926.515 jiwa belum menikmati listrik. Untuk Wilayah Indonesia Timur sendiri, 6 provinsi yaitu Papua, Papua Barat, Maluku, Maluku Utara, NTT & NTB, terdapat 6.689 desa dari total 10.300 desa target 2019 Program Indonesia Terang.

Pemerintah merencanakan untuk memulai Program Indonesia Terang di desa-desa dimana PLN belum hadir yaitu desa-desa yang tidak memiliki listrik sama sekali atau desa-desa yang sumber listriknya dari BBM (Non-PLN). Di sisi PLN sendiri, program ini sejalan dengan Program Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik PLN. Oleh karena itu, sinkronisasi antara perencanaan listrik desa PLN dengan Program Indonesia Terang perlu dilaksanakan.

Berikut beberapa rencana tindak lanjut Program Indonesia Terang yang diajukan oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral:

- Pelaksanaan konsolidasi data dan sinkronisasi rencana
- Pelatihan perencanaan elektrifikasi
- Perencanaan di provinsi dan kabupaten
- Implementasi Program Indonesia Terang
- Evaluasi dan perbaikan

Agar program ini dapat berjalan sesuai dengan yang diharapkan kerja dari semua pihak. PLN sendiri akan melakukan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam melaksanakan beberapa hal sebagai berikut :

- Penentuan jumlah desa dan KK yang belum berlistrik dan sinkronisasi data.
- Melakukan analisa geospasial (jika diperlukan) untuk pemetaan dan pengidentifikasian lokasi desa atau daerah-daerah berpenduduk.
- Kerjasama dengan pemerintah untuk melakukan analisa *least cost* dengan menggunakan data-data geospasial dan data-data jaringan PLN.
- Melakukan verifikasi hasil analisas *least cost* dengan kondisi real di lapangan.

6.13. 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 dan 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 PLTMG/D. 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).

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$ 75,6 miliar atau US$ 7,6 miliar per tahun, dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.1 dan Gambar 7.1. Dana sebesar itu hanya mencakup proyek-proyek PLN saja dan belum memperhitungkan dana investasi untuk proyek listrik yang diasumsikan akan dilaksanakan oleh swasta/IPP. Tabel tersebut menunjukkan bahwa investasi PLN akan semakin menurun hingga tahun 2020 dengan meningkatnya peran swasta dalam pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan. Namun pada tahun-tahun selanjutnya kebutuhan investasi sedikit meningkat. Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US$ 31,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US$ 29,1 miliar dan distribusi sebesar US$ 14,6 miliar.

Tabel 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

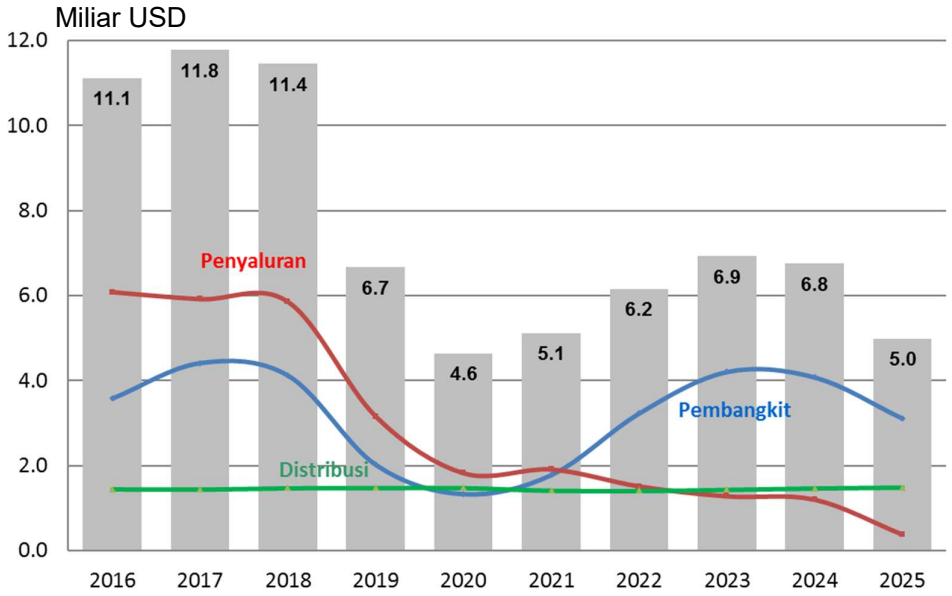
Juta US$

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	2,454	3,298	3,143	1,438	904	1,131	2,026	2,775	2,878	2,202	22,249
	Lc	1,130	1,116	974	586	433	655	1,203	1,429	1,197	911	9,632
	Total	**3,584**	**4,414**	**4,117**	**2,024**	**1,337**	**1,786**	**3,229**	**4,203**	**4,076**	**3,112**	**31,882**
Penyaluran	Fc	4,864	4,713	4,845	2,583	1,359	1,489	1,223	1,012	1,041	348	23,476
	Lc	1,218	1,202	1,008	573	466	424	294	270	163	36	5,654
	Total	**6,081**	**5,915**	**5,853**	**3,156**	**1,825**	**1,913**	**1,517**	**1,283**	**1,204**	**384**	**29,131**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1,452	1,445	1,475	1,480	1,479	1,418	1,412	1,438	1,471	1,492	14,562
	Total	**1,452**	**1,445**	**1,475**	**1,480**	**1,479**	**1,418**	**1,412**	**1,438**	**1,471**	**1,492**	**14,562**
Total	Fc	7,317	8,011	7,988	4,021	2,263	2,620	3,249	3,787	3,919	2,550	45,726
	Lc	3,799	3,763	3,457	2,638	2,378	2,497	2,909	3,137	2,831	2,440	29,849
	Total	**11,117**	**11,774**	**11,445**	**6,659**	**4,641**	**5,117**	**6,158**	**6,924**	**6,750**	**4,989**	**75,575**

Melihat kebutuhan dana yang sangat besar tersebut, maka disadari adanya tantangan yang sangat berat 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 PLTA *Upper Cisokan Pumped Storage* (1.040 MW) dan PLTU Indramayu (1.000 MW) dengan skema *two step loan*.



Gambar 7.1 Kebutuhan Dana Investasi PLN Indonesia (Tidak Termasuk IPP)

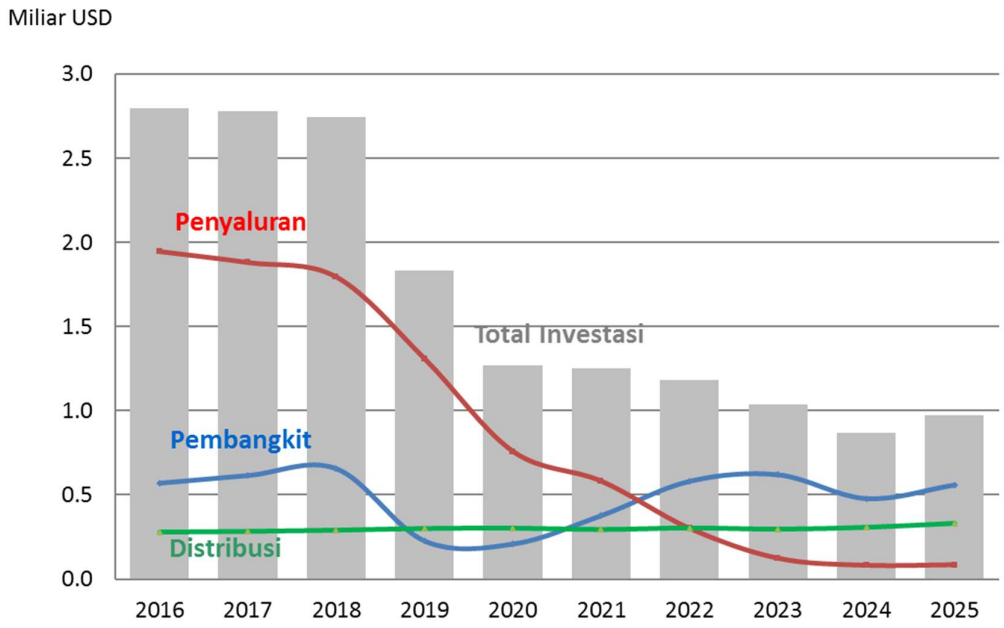
7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI SUMATERA

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 untuk Wilayah Sumatera adalah sebesar US$ 16,7 miliar atau rata-rata US$ 1,7 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		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	431	454	492	154	132	216	325	365	294	411	3,273
	Lc	140	161	164	72	76	162	257	254	184	148	1,618
	Total	**570**	**616**	**656**	**225**	**208**	**377**	**581**	**620**	**478**	**559**	**4,891**
Penyaluran	Fc	1,424	1,349	1,294	982	551	431	237	100	71	73	6,513
	Lc	525	534	503	327	207	151	63	23	10	11	2,354
	Total	**1,949**	**1,883**	**1,797**	**1,310**	**758**	**582**	**300**	**123**	**81**	**84**	**8,868**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	278	283	290	300	302	294	303	296	307	331	2,983
	Total	**278**	**283**	**290**	**300**	**302**	**294**	**303**	**296**	**307**	**331**	**2,983**
Total	Fc	1,855	1,803	1,786	1,136	683	647	562	466	365	484	9,786
	Lc	942	978	957	699	585	607	623	573	501	490	6,956
	Total	**2,797**	**2,782**	**2,743**	**1,835**	**1,268**	**1,253**	**1,185**	**1,039**	**866**	**974**	**16,742**



Gambar 7.2 Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Sumatera

Kebutuhan investasi Wilayah Sumatera untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US$ 4,9 miliar, proyek penyaluran sebesar US$ 8,8 miliar dan distribusi sebesar US$ 3,0 miliar. *Disbursement* proyek pembangkitan mencapai puncaknya pada tahun 2017 yang sebagian besar merupakan proyek reguler dan percepatan. 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

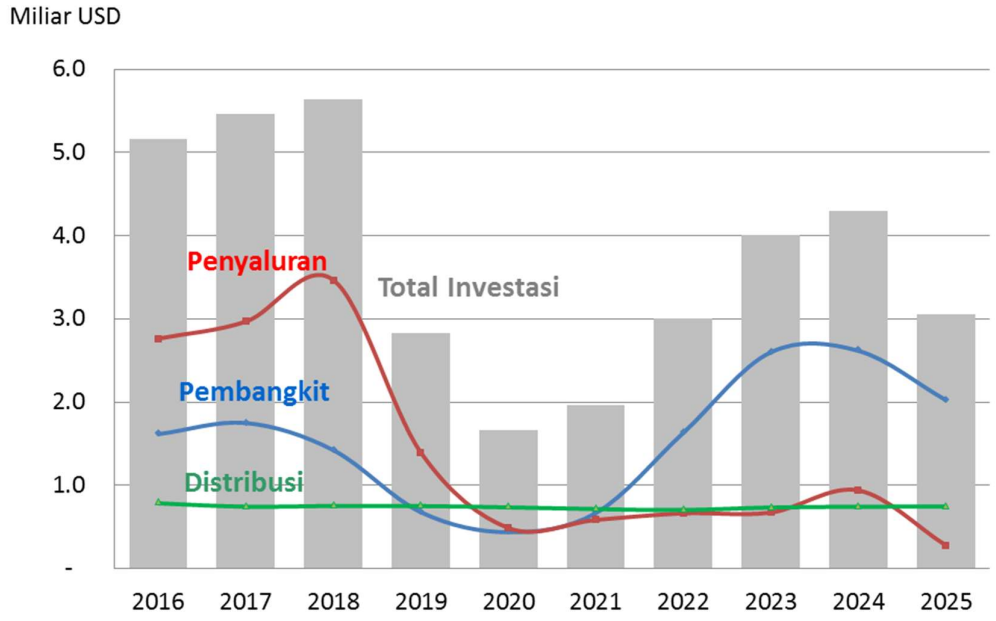
Pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi oleh PLN sampai dengan tahun 2025 di sistem Jawa Bali membutuhkan dana investasi sebesar US$ 37,1 miliar dengan *disbursement* tahunan sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 7.3 dan Gambar 7.3.

Kebutuhan investasi untuk proyek pembangkitan sampai tahun 2025 adalah sebesar US$ 15,4 miliar atau sekitar US$ 1,5 miliar per tahun.

Tabel 7.3 Kebutuhan Dana Investasi untuk Sistem Jawa – Bali

Juta US$

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	1,005	1,249	1,068	468	290	393	972	1,691	1,858	1,450	10,445
	Lc	612	500	355	209	147	274	660	909	759	575	5,001
	Total	**1,616**	**1,750**	**1,423**	**677**	**437**	**667**	**1,632**	**2,600**	**2,618**	**2,025**	**15,446**
Penyaluran	Fc	2,355	2,498	3,077	1,249	402	489	579	547	818	257	12,272
	Lc	409	471	391	146	85	96	85	126	122	24	1,955
	Total	**2,764**	**2,969**	**3,468**	**1,395**	**488**	**585**	**664**	**674**	**940**	**280**	**14,227**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	785	743	754	752	736	715	704	734	744	746	7,412
	Total	**785**	**743**	**754**	**752**	**736**	**715**	**704**	**734**	**744**	**746**	**7,412**
Total	Fc	3,359	3,748	4,145	1,718	692	883	1,550	2,239	2,676	1,707	22,717
	Lc	1,806	1,715	1,500	1,107	968	1,085	1,449	1,769	1,625	1,344	14,368
	Total	**5,165**	**5,462**	**5,645**	**2,824**	**1,661**	**1,967**	**3,000**	**4,008**	**4,301**	**3,051**	**37,085**



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$ 14,2 miliar dan US$ 7,4 miliar. Proyek penyaluran hingga tahun 2018 cukup besar karena merupakan *disbursement* proyek transmisi interkoneksi 500 kV 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.

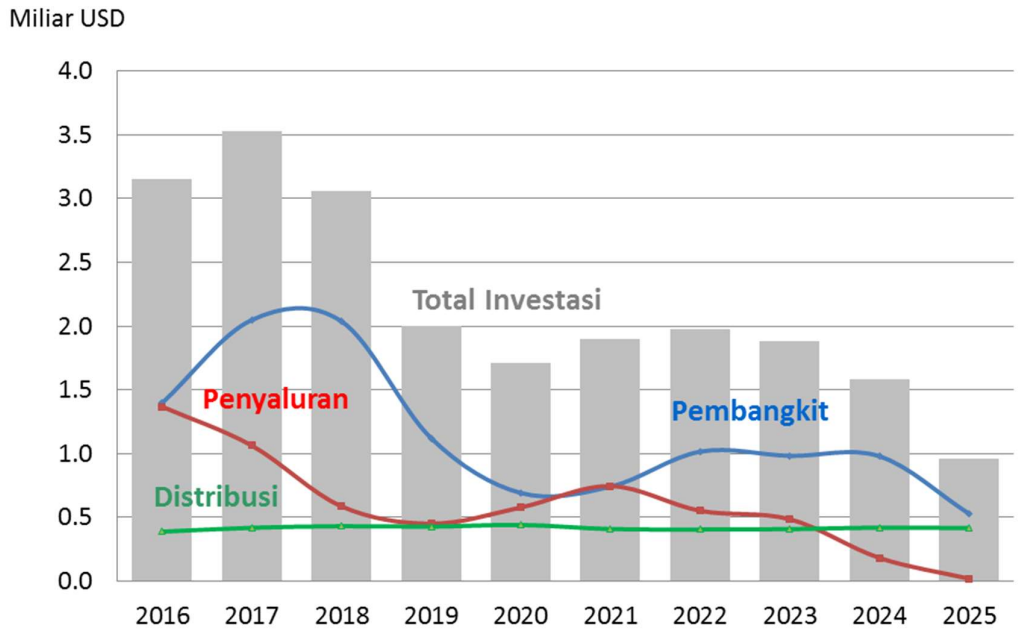
7.4. PROYEKSI KEBUTUHAN INVESTASI WILAYAH INDONESIA TIMUR

Proyeksi kebutuhan investasi pembangkit, sistem penyaluran dan distribusi dalam kurun waktu tahun 2016-2025 Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US$ 21,7 miliar atau rata-rata US$ 2,2 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		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit	Fc	1,019	1,594	1,584	816	482	522	730	718	726	341	8,531
	Lc	378	454	454	305	210	219	286	265	254	187	3,013
	Total	**1,397**	**2,048**	**2,038**	**1,121**	**692**	**741**	**1,016**	**983**	**980**	**528**	**11,544**
Penyaluran	Fc	1,085	866	473	351	405	569	407	365	152	18	4,691
	Lc	284	197	114	100	174	177	146	121	31	2	1,345
	Total	**1,369**	**1,063**	**588**	**451**	**579**	**746**	**552**	**486**	**183**	**20**	**6,036**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	389	419	432	428	441	409	405	408	420	416	4,167
	Total	**389**	**419**	**432**	**428**	**441**	**409**	**405**	**408**	**420**	**416**	**4,167**
Total	Fc	2,103	2,460	2,057	1,167	887	1,091	1,137	1,083	878	359	13,222
	Lc	1,051	1,070	1,000	833	824	805	837	794	705	605	8,525
	Total	**3,154**	**3,530**	**3,057**	**2,000**	**1,712**	**1,896**	**1,974**	**1,877**	**1,583**	**964**	**21,748**



Gambar 7.4 Total Kebutuhan Dana Investasi PLN untuk Wilayah Indonesia Timur

Kebutuhan investasi pembangkit Wilayah Indonesia Timur adalah sebesar US$ 11,5 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

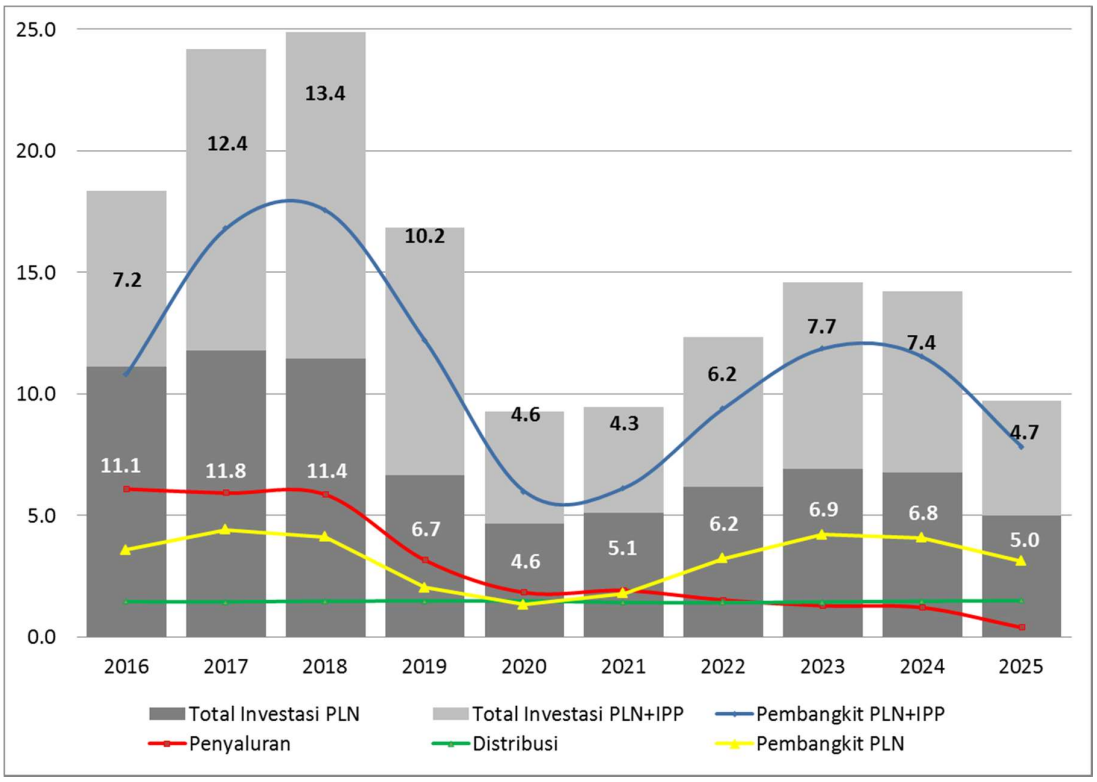
Total dana investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan sistem kelistrikan Indonesia secara keseluruhan, termasuk proyek-proyek kelistrikan yang diasumsikan akan dibangun oleh swasta/IPP, adalah US$ 153,7 miliar selama tahun 2016-2025. Partisipasi swasta untuk 10 mendatang sebesar US$ 78,2 miliar atau 51% dari seluruh kebutuhan investasi. *Disbursement* dana tersebut diperlihatkan pada Tabel 7.5 dan Gambar 7.5.

Kebutuhan investasi yang sangat besar tersebut karena mempertimbangkan pengembangan pembangkit EBT yang cukup tinggi untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 20% pada tahun 2025. Namun apabila harus memenuhi target EBT 25% pada tahun 2025, maka diperlukan tambahan investasi di luar tabel 7.5 sebesar US$ 21,6 miliar (untuk PLTN 3,6 GW) atau US$ 50,4 miliar (untuk pembangkit EBT lain 14,4 GW).

Tabel 7.5 Total Kebutuhan Dana Investasi Indonesia, PLN + IPP

Juta US$

Item		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pembangkit PLN	Fc	2,454	3,298	3,143	1,438	904	1,131	2,026	2,775	2,878	2,202	22,249
	Lc	1,130	1,116	974	586	433	655	1,203	1,429	1,197	911	9,632
	Total	**3,584**	**4,414**	**4,117**	**2,024**	**1,337**	**1,786**	**3,229**	**4,203**	**4,076**	**3,112**	**31,882**
Pembangkit IPP	Fc	4,673	8,652	9,786	7,238	3,122	2,821	3,994	4,964	4,992	3,231	53,472
	Lc	2,554	3,733	3,648	2,930	1,523	1,517	2,166	2,693	2,457	1,481	24,703
	Total	**7,227**	**12,385**	**13,434**	**10,168**	**4,646**	**4,338**	**6,159**	**7,656**	**7,449**	**4,712**	**78,174**
Penyaluran	Fc	4,864	4,713	4,845	2,583	1,359	1,489	1,223	1,012	1,041	348	23,476
	Lc	1,218	1,202	1,008	573	466	424	294	270	163	36	5,654
	Total	**6,081**	**5,915**	**5,853**	**3,156**	**1,825**	**1,913**	**1,517**	**1,283**	**1,204**	**384**	**29,131**
Distribusi	Fc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Lc	1,452	1,445	1,475	1,480	1,479	1,418	1,412	1,438	1,471	1,492	14,562
	Total	**1,452**	**1,445**	**1,475**	**1,480**	**1,479**	**1,418**	**1,412**	**1,438**	**1,471**	**1,492**	**14,562**
Total	Fc	11,991	16,663	17,774	11,259	5,385	5,441	7,243	8,751	8,911	5,780	99,197
	Lc	6,353	7,496	7,105	5,569	3,901	4,014	5,075	5,829	5,289	3,921	54,552
	Total	**18,344**	**24,159**	**24,879**	**16,827**	**9,287**	**9,455**	**12,317**	**14,580**	**14,200**	**9,701**	**153,749**



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$ 15 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$ 75,6 miliar[55] sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu PMN sebagai penyertaan modal Pemerintah (ekuitas), pinjaman baru, dan dana internal. Sumber dana

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

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)

Kebutuhan investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan Pendanaan Sendiri, dan menjaga rasio utang terhadap aset PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik.

Pada tahun 2015 PLN telah melakukan revaluasi aset. Implikasi dari revaluasi aset tersebut adalah membaiknya rasio utang terhadap total ekuitas maupun total aset. Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan (PSAK) 16 (Revisi tahun 2011 penyesuaian tahun 2014) memperkenankan perusahaan untuk melakukan pengukuran nilai aset tetap menggunakan model biaya atau model revaluasi.

b. Komposisi Sumber Pendanaan untuk Investasi

Sumber pendanaan investasi PLN berasal dari 3 sumber: (i) ekuitas Pemerintah dari Penyertaan Modal Negara (PMN) (ii) dana internal yang berasal dari laba operasi dan (iii) pinjaman.

APLN (dana internal perusahaan) berasal dari laba operasi yang sangat terbatas karena BPP lebih tinggi dari tarif rata-rata. APLN hanya didapat dari selisih antara margin PSO + depresiasi aset dan pembayaran cicilan pokok. Model ini hanya sampai dengan tahun 2016, sedangkan tahun berikutnya model subsidi menggunakan PBR model.

Jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lender* dan *bond holder*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika pendapatan PLN meningkat, baik dari tarif maupun margin PSO. Selain itu suntikan modal dari Pemerintah melalui PMN juga sangat penting sehingga dapat mengurangi porsi pinjaman dan memperoleh pendanaan yang lebih murah untuk pengembangan infrastruktur ketenagalistrikan.

7.7. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

7.7.1 Kemampuan Finansial Korporat

Estimasi total investasi yang dibutuhkan untuk pengembangan pembangkitan, transmisi dan distribusi sampai dengan tahun 2025 adalah sebesar 153,7 miliar USD. PLN akan mendanai pengembangan pembangkitan, transmisi, dan distribusi sebesar 75,6 miliar USD (tidak termasuk *interest during construction/IDC, development cost*) sedangkan sisanya sebesar 78,2 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.

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 2012 subsidi listrik mencapai angka tertinggi sebesar Rp 103,3 triliun. Namun selanjutnya subsisdi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp 45,9 triliun pada kuartal III tahun 2015. Penurunan subsidi tersebut karena beberapa hal antara lain karena adanya perbaikan *fuel mix* dengan berkurangnya pemakaian BBM, beroperasinya PLTU batubara di sejumlah daerah, penurunan susut jaringan, menurunnya harga minyak dunia, pencabutan subsidi listrik untuk beberapa golongan tarif melalui mekanisme *tariff adjustment* dan lain sebagainya.

Subsidi listrik yang diberikan sejak tahun 2000-2012 cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan. Namun mulai tahun 2009 Pemerintah mengalokasikan margin kepada PLN, yaitu berturut-turut pada tahun 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 dan 2014, Pemerintah mengalokasikan margin sebesar 5%, 8%, 8%, 7%, 7% dan 7% untuk mendukung kemampuan meminjam PLN untuk investasi.

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.

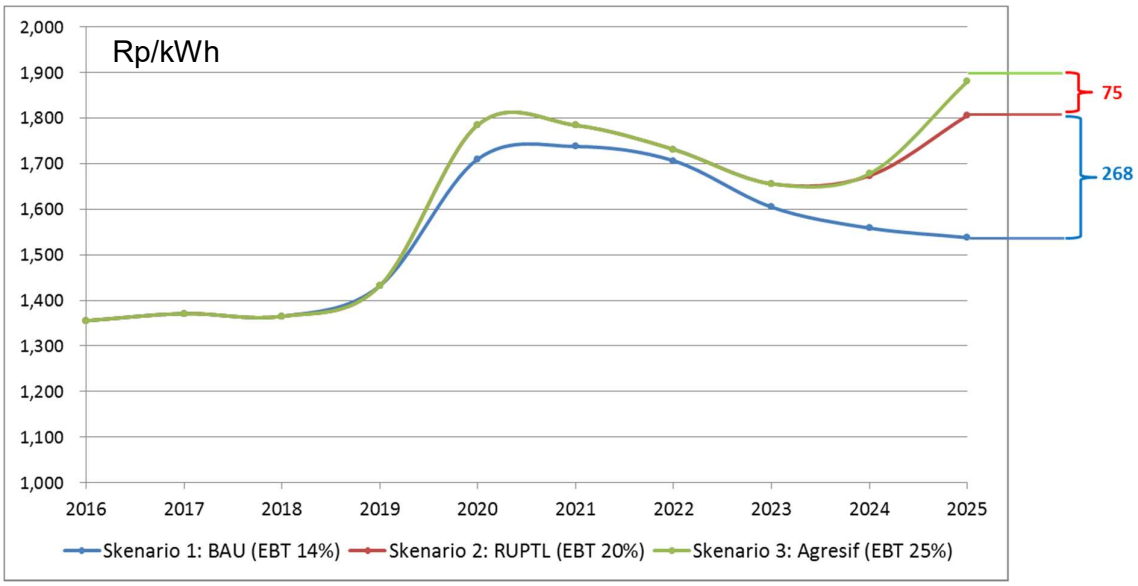
Namun dengan revaluasi aset yang telah dilakukan pada tahun 2015, maka PLN saat ini telah mempunyai Rasio Keuangan yang baik dengan Ekuitas > 65% sehingga mampu mendanai > 10 GW termasuk transmisi, gardu induk dan jaringan distribusi.

7.7.2 Proyeksi Biaya Pokok Penyediaan (BPP)

Proyeksi BPP untuk tahun 2016-2025 ditunjukkan dalam Gambar 7.8. Proyeksi BPP tersebut valid untuk 5 tahun awal, sedangkan untuk 5 tahun selanjutnya sangat tergantung pada asumsi yang digunakan, seperti kurs, inflasi dan harga minyak dunia serta harga bahan bakar yang lain. BPP tersebut dihitung hanya untuk mengetahui keakuratan/dampak dari bauran energi dan investasi di sektor ketenagalistrikan.

BPP dihitung untuk 3 skenario, yaitu:

- Skenario-1: *Business as Usual* (BAU), yaitu pengembangan EBT yang kurang agresif, dengan porsi EBT 14% pada tahun 2025.
- Skenario-2: Pengembangan EBT yang agresif dan gas/LNG sebagai kontingensi, dengan porsi EBT 20% dan gas/LNG 29% pada tahun 2025 sesuai RUPTL ini.
- Skenario-3: Pengembangan EBT yang lebih agresif, dengan porsi EBT 25% pada 2025.



Gambar 7.6 Proyeksi BPP untuk Beberapa Skenario EBT

Gambar-7.6 menunjukkan bahwa dengan pengembangan EBT dan gas/LNG yang agresif (porsi EBT 19%), akan meningkatkan BPP pada tahun 2025 sebesar Rp 268/kWh (setara Rp 140 triliun per tahun), sedangkan apabila EBT lebih agresif (porsi EBT 25%) maka akan meningkat sebesar Rp 343/kWh (setara Rp 190 triliun per tahun).

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*, kerjasama 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 2016-2025 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 2016-2025, 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 2016-2025

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2016-2025 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$ 7,6 miliar atau sekitar Rp 100 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 8.200 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 22GW.

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% namun trend hingga 2012 menunjukkan 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 2016-2025

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 :

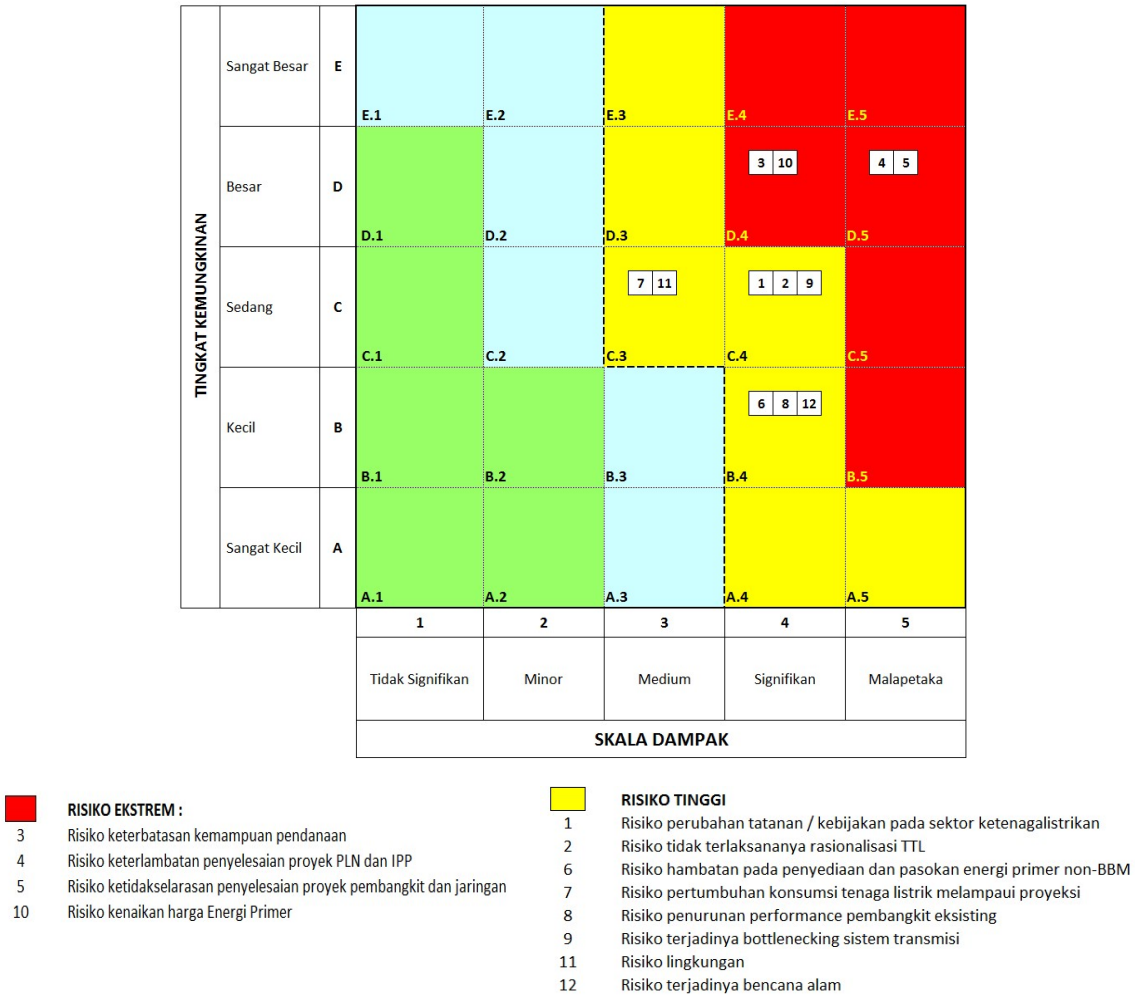
Level risiko ekstrem adalah risiko dinilai berpotensi menggagalkan pencapaian sasaran. Apabila risiko ini diambil, wajib dilakukan penanganan (mitigasi) dan perhatian khusus serta detail, dikarenakan sudah berada di atas batas toleransi risiko perusahaan.

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.



Gambar 8.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025

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 6,7% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2025 diperkirakan akan mencapai 457 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,6% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2025 diproyeksikan akan mencapai 80 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2016-2025 sebesar 80,5 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 68 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 172 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2016-2025 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 159 ribu kms, tegangan rendah 133 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 44 ribu MVA.

Kebutuhan investasi pembangkit, penyaluran dan distribusi selama periode tahun 2016-2025 untuk memenuhi kebutuhan sarana kelistrikan di Indonesia secara keseluruhan adalah sebesar US$ 153,7 miliar yang terdiri dari investasi pembangkit (termasuk IPP) sebesar US$ 110 miliar, investasi penyaluran sebesar US$ 29,1 miliar dan investasi distribusi sebesar US$ 14,6 miliar.

Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2025 akan menjadi 50,3% batubara, 29,4% gas alam (termasuk LNG), 8,0% panas bumi, 10,4% tenaga air, 0.6% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya (total porsi EBT sebesar 19,6%). Untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, diperlukan tambahan energi sebesar 27 TWh yang bisa dihasilkan dari PLTN 3,6 GW atau pembangkit EBT lain sebesar 14,4 GW. Tingginya porsi bauran energi dari gas sebesar 29% merupakan kontingensi apabila target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025 tidak terpenuhi.

Untuk mencapai target bauran energi sesuai Draft RUKN 2015-2034, perlu dukungan Pemerintah untuk:

a. Menyelesaikan hambatan-hambatan yang dihadapi dalam pengembangan EBT, misalnya perizinan, pembebasan lahan,

penggunaan kawasan hutan lindung dan konservasi, risiko eksplorasi panas bumi dan lain sebagainya.

b. Adanya insentif dari Pemerintah untuk mendorong pengembangan EBT.

c. Perlu ada kejelasan skema subsidi dengan meningkatnya BPP karena EBT.

d. Memprioritaskan pemanfaatan gas untuk pembangkit listrik supaya dapat mencapai target bauran energi dari gas sekitar 24%, serta sebagai kontingensi apabila target bauran energi dari EBT tidak tercapai.

e. Perlu juklak teknis/regulasi dari Pemerintah terkait kapasitas maksimum dari EBT *intermittent* yang dapat diserap oleh suatu sistem ketenagalistrikan tertentu, mengingat ada batasan kestabilan sistem dalam pengoperasian EBT *intermittent*.

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 Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan.
8. 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.
9. Anggaran Dasar PT PLN (Persero).

10. Keputusan Menteri ESDM No. 634-12/20/600.3/2011 tentang Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) (Persero).
11. Masterplan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia (MP3EI) 2011-2025, Kemenko Bidang Perekonomian, Jakarta 2011.
12. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008 – 2027, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2008
13. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2010 – 2029, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2011
14. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2012 – 2031, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2012
15. Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2015 – 2034, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015
16. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
17. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
18. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012
19. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provisi-provinsi di Indonesia 2007-2011,* BPS, 2012
20. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia,* BPS, Februari 2013
21. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
22. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2009 – 2018*, PT PLN (Persero), 2009
23. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2010 – 2019*, PT PLN (Persero), 2010
24. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2011– 2020,* PT PLN (Persero), 2011
25. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2012 – 2021*, PT PLN (Persero), 2012

26. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2013– 2022*, PT PLN (Persero), 2013

27. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2015– 2024*, PT PLN (Persero), 2015

28. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia* 2014, Pusdatin Kementerian ESDM, 2014

29. *Statistik 2010,* PT PLN (Persero), 2011

30. *Statistik 2011,*PT PLN (Persero), 2012

31. *Statistik 2012,* PT PLN (Persero), 2013

32. *Statistik 2013,* PT PLN (Persero), 2014

33. *Statistik 2014,* PT PLN (Persero), 2015

34. *Laporan Tahunan 2014, PT PLN (Persero), 2015*

35. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006

36. *Outlook Energi Indonesia2014*, DEN, 2014

37. *Outlook Energi Indonesia 2015*, BPPT, 2015

38. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008

39. *Statistik Indonesia,* Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.

40. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2013 – 2017,* PT PLN (Persero), 2013

41. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia, WestJec, 2007*

42. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia, Nippon Koei, 2011*

43. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah

44. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2015*, Bappenas, Jakarta 2015

45. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Agustus 2015

46. Evaluasi Operasi Tahun 2014, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2015

47. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013

48. Presentasi Kementrian ESDM, Program Indonesia Terang, 2016

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

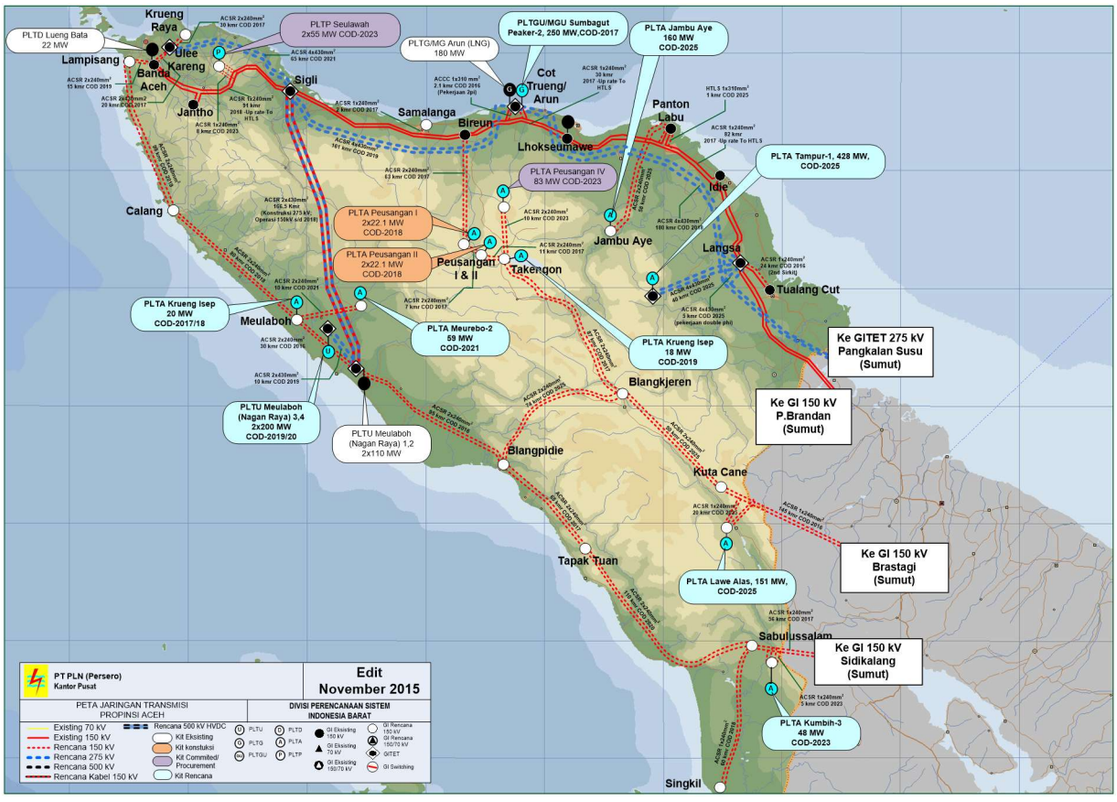
A10. PROVINSI LAMPUNG

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 72% dari sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sisanya 28% masih berada di daerah *isolated*. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai timur Provinsi Aceh melalui 10 gardu induk yang terletak di Kabupaten/Kota; Tamiang, Langsa, Aceh Timur, Lhokseumawe, Bireuen,Pidie, Banda Aceh, Aceh Besar, dan Nagan Raya. Sedangkan wilayah pantai barat dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD melalui sistem kelistrikan 20 kV.

Dengan beroperasi PLTU Meulaboh 2x110 MW di sistem interkoneksi Sumbagut, meningkatkan pasokan daya di wilayah Aceh, ataupun wilayah Sumbagut. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1 Peta Sistem Kelistrikan & Kapasitas Pembangkit Eksisting Provinsi Aceh

Pada sistem *isolated* 20 kV yang meliputi Sistem Calang (Aceh Jaya), Sistem Blangpidie(Aceh Barat Daya),Sistem Tapaktuan dan Sistem Kota Fajar(Aceh Selatan), Aceh Singkil, Kota Subulussalam, Sistem Kutacane(Aceh Tenggara), Sistem Blangkejeren (Gayo Lues), Sistem Takengon (Aceh Tengah), Kota Sabang

dan Sistem Sinabang (Simeulue)terdapat sewa *genset* dengan kapasitas total 72 MW untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut.

Kapasitas terpasang keenam GI di Provinsi Aceh adalah 540 MVA, rincian kapasitas pembangkit dan GI Provinsi Aceh masing-masing seperti ditunjukkan pada Tabel A1.1 dan Tabel A1.2.

Tabel A1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting (s/d Sept 2015)

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTD Tersebar (SW) Aceh	PLTD	HSD	Sewa	7.00
2	PLTU NAGAN RAYA	PLTU	Batubara	PLN	220.00
3	MOBIL UNIT	PLTG	HSD	PLN	22.11
4	PUSAT LISTRIK LUENG BATA	PLTD	HSD	PLN	58.17
5	PLTM Tersebar Aceh	PLTM	Hydro	PLN	2.62
6	SEUNEBOK	PLTD	BIO	PLN	22.78
7	BLANG PIDIE SUAK/SETIA	PLTD	BIO	PLN	24.15
8	Arun Peaker	PLTMG	LNG	PLN	180.00
Total					**536.83**

Tabel A1.2Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	LOKASI GI	No TRAFO & RATIO			MVA TERPASANG	Beban Puncak MW
1	LANGSA	1	TD.1	150/20	30.00	19.87
		2	TD.2	150/20	30.00	
2	TUALANG CUT	3	TD.1	150/20	10.00	23.56
		4	TD.2	150/20	30.00	
		5	TD 3	150/20	10.00	
3	ALUE BATEE IDIE	6	TD.1	150/20	30.00	18.96
		7	TD.2	150/20	20.00	
4	BAYU LHOKSEMAWE	8	TD.1	150/20	30.00	36.62
		9	TD.2	150/20	30.00	
5	PANTHON LABU	10	TD.1	150/20	30.00	22.08
6	BANDA ACEH	11	TD.2	150/20	30.00	85.48
		12	TD.3	150/20	60.00	
7	TIJUE SIGLI	13	TD.1	150/20	30.00	32.60
		14	TD.2	150/20	20.00	
8	JULI BIREUN	15	TD.1	150/20	60.00	39.72
		16	TD.2	150/20	30.00	
9	JANTHO	17	TD.1	150/20	30.00	3.24
10	NAGAN RAYA	18	TD.1	150/20	30.00	20.10
Jumlah					**540.00**	**302.23**

Sampai bulan September 2015, beban puncak sistem interkoneksi Aceh telah mencapai saat ini adalah sekitar 302 MW, dan kapasitas netto pembangkit eksisting di Aceh sekitar 536 MW. Hal ini menunjukkan pada sistem interkoneksi Sumbagut memungkinkan aliran daya dari Aceh ke Sumut ataupun sebaliknya (tergantung situasi kesiapan unit-unit pembangkit di Aceh dan Sumut), melalui transmisi 150 kV Pangkalan Brandan – Langsa – Idie – hingga ke Banda Aceh.

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK DI PROVINSI ACEH

Saat ini Aceh sudah semakin kondusif untuk iklim investasi. Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan ini memberikan konstribusi langsung kepada pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan sejak tahun 2009-2014 tumbuh hinggga rata-rata sebesar 9.1%, sedangkan beban puncak juga tumbuh dari 276 MW pada tahun 2009 dan meningkat menjadi 435 MW pada tahun 2015 atau naik sekitar 7.9%. Pertumbuhan tersebut lebih tinggi dari pertumbuhan rata-rata di Indonesia (sistem PLN) yaitu sebesar 5%.Komposisi penjualan energi tahun 2015 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.3.

Tabel A1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1,260	64%
2	Komersil	297	15%
3	Publik	328	17%
4	Industri	81	4%
	Jumlah	1,966	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 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A1.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 8,8%.

Tabel A1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	4.8	2,416	2,701	495	1,297,670
2017	5.1	2,643	2,950	536	1,353,527
2018	5.4	2,892	3,221	581	1,391,569
2019	5.8	3,180	3,536	633	1,431,475
2020	4.6	3,438	3,816	677	1,462,550
2021	4.6	3,716	4,116	725	1,493,720
2022	4.6	4,026	4,452	778	1,524,991
2023	4.6	4,363	4,819	836	1,556,375
2024	4.6	4,740	5,229	900	1,587,881
2025	4.6	5,152	5,719	977	1,619,548
Growth	4.9%	8.8%	8.7%	7.9%	2.5%

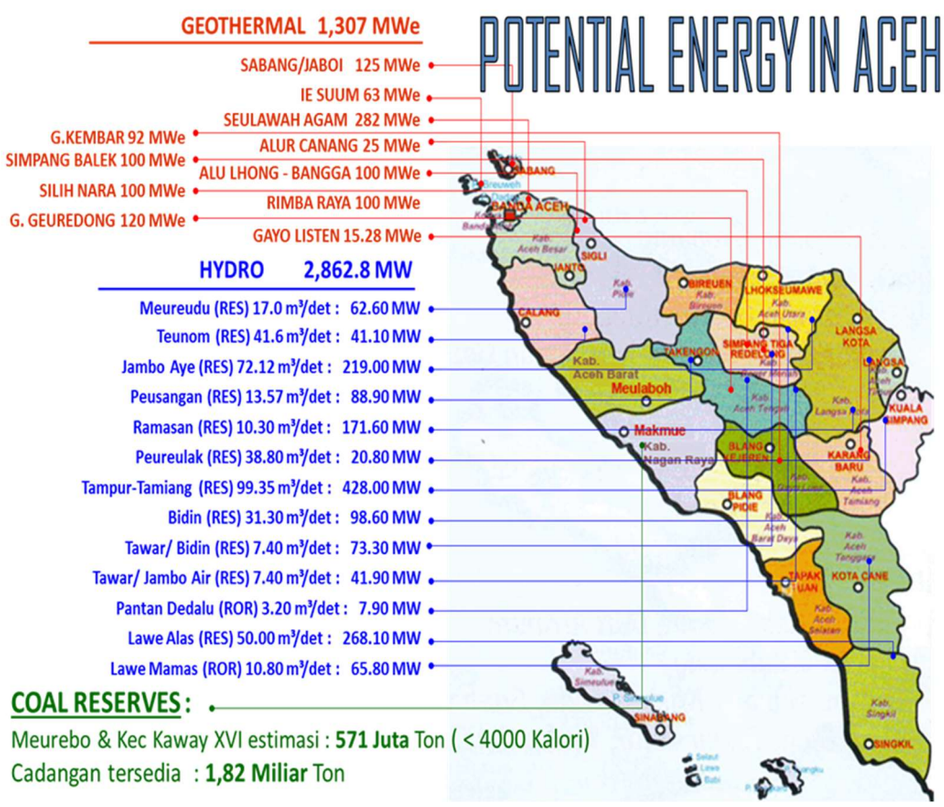
A1.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

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 energi di Provinsi Aceh tersedia cukup besar, yaitu panas bumi 1.307 MWe, tenaga air 2.862 MW dan cadangan batubara 1,7 miliar. Peta potensi sumber energi diperlihatkan pada Gambar A1.2.

Selain potensi energi terbarukan, saat ini juga sudah beroperasi FSRULNG (regasifikasi) di daerah Arun beserta pipa gas dari Arun sampai ke Kota Medan yang dibangun oleh Pertamina. Dengan beroperasinya FSRU Arun tersebut, maka security suplay Gas menjadi lebih baik. Gas tersebut akan digunakan 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 2025 diperlukan pembangunan pusat pembangkit dalam wilayah Provinsi Aceh dengan kapasitas sebesar 2.511 MW dengan rincian diberikan pada Tabel A1.5.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Krueng Isep #1	PLTA	Swasta	20,0	2017/18	Konstruksi
2	Peusangan 1-2	PLTA	PLN	88,0	2018	Konstruksi
3	Sabang	PLTMG	PLN	4,0	2018	Pengadaan
4	Sinabang-1	PLTMG	Swasta	6,0	2018	Rencana
5	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU	PLN	250,0	2018	Rencana
6	Jaboi (FTP2) #1	PLTP	Swasta	10,0	2019/20	Commited
7	Kerpap	PLTM	Swasta	2,2	2019	Commited
8	Meulaboh (Nagan Raya) #3	PLTU	Swasta	400,0	2019/20	Pengadaan
9	Redelong	PLTA	Swasta	18,0	2019	Rencana
10	Lawe Sikap	PLTM	Swasta	7,0	2020	Commited
11	Meureubo-2	PLTA	Swasta	59,0	2021	Rencana
12	Sinabang-2 #1	PLTMG	Swasta	6,0	2021	Rencana

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
13	Kumbih-3	PLTA	PLN	48,0	2023	Rencana
14	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA	Swasta	83,0	2023	Commited
15	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP	Swasta	110,0	2023	Rencana
16	Jambu Aye	PLTA	Unallocated	160,0	2025	Rencana
17	Lawe Alas	PLTA	Unallocated	150,0	2025	Rencana
18	Tampur-1	PLTA	Swasta	214,0	2025	Rencana
19	Tampur-1	PLTA	Swasta	214,0	2025	Rencana
20	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	517,0	2016-2025	Rencana
21	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	56,3	2016-2025	Rencana
22	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	24,3	2016-2025	Rencana
23	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	55,0	2016-2025	Rencana
24	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10,0	2016-2025	Rencana
	Total			**2.511,7**		

Saat ini dengan telah beroperasinya PLTMG Arun *peaker* dengan kapasitas 180 MW, makan kehandalan pasokan daya sistem Aceh ataupun subsistem Sumbagut akan menjadi lebih baik. Pada rencana penyediaan listrik jangka panjang, sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik, di Sistem Interkoneksi akan dibangun PLTU Meulaboh #3 dan #4 (2x200 MW) dan sedangkan untuk sistem *isolated* direncanakan dibangun beberapa pembangkit PLTMH.

Sedangkan pada sistem-sistem isolated di luar pulau sumatera, direncanakan pembangunan PLTG/MG *dual fuel* dengan kapasitas 4 MW di sistem Sabang dan 6 MW di sistem Sinabang.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Sampai tahun 2025 total kebutuhan GI Baru untuk sistem 150 kV dan 275 kV, 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	Status
1	Meulaboh	150/20 kV	*New*	30	2016	Konstruksi
2	Kuta Cane	150/20 kV	*New*	30	2016	Konstruksi
3	Blang Pidie	150/20 kV	*New*	30	2016	Konstruksi
4	Subulussalam	150/20 kV	*New*	30	2017	Konstruksi
5	Peusangan-1	150 kV	*New*	4 LB	2017	Konstruksi
6	Peusangan-2	150 kV	*New*	4 LB	2017	Konstruksi
7	Takengon	150/20 kV	*New*	30	2017	Konstruksi
8	Ulee Kareng	150/20 kV	*New*	60	2017	Commited
9	Krueng Raya	150/20 kV	*New*	30	2017	Commited
10	Tapak Tuan	150/20 kV	*New*	30	2017	Rencana
11	Blang Kjeren	150/20 kV	*New*	30	2017	Rencana
12	Samalanga	150/20 kV	*New*	30	2017	Rencana
13	Calang	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
14	Singkil	150/20 kV	*New*	30	2018	Rencana
15	Lampisang	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
16	Kumbih	150 kV	*New*	4 LB	2023	Konstruksi
17	Seulawah	150/20 kV	*New*	30	2023	Commited
	Total			**480**		

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
18	Nagan Raya	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
19	Langsa	150/20 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
20	Tualang Cut	150/20 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
21	Nagan Raya	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
22	Arun	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
23	Arun	150/20 kV	*Ext*	30	2016	Pengadaan
24	Lhokseumawe	150/20 kV	*uprate*	60	2016	Konstruksi
25	Lhokseumawe	150/20 kV	*uprate*	60	2016	Konstruksi
26	Nagan Raya	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
27	Meulaboh	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
28	Arun	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2017	Konstruksi
29	Lhokseumwe	150/20 kV	*Uprate*	4 LB	2017	Konstruksi
30	Panton Labu	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2017	Konstruksi
31	Idie	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2017	Konstruksi
32	Langsa	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2017	Konstruksi
33	Banda Aceh	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Commited
34	Ulee Kareng	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Commited
35	Blang Pidie	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
36	Takengon	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
37	Arun	150 kV	*Ext*	2 TB	2017	Rencana
38	Bireun	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
39	Bireun	150/20 kV	*Ext*	30	2017	Konstruksi
40	Banda Aceh	150/20 kV	*uprate*	60	2017	Pengadaan
41	Banda Aceh	150/20 kV	*uprate*	60	2017	Konstruksi
42	Tualang Cut	150/20 kV	*uprate*	60	2017	Pengadaan
43	Tualang Cut	150/20 kV	*uprate*	60	2017	Commited
44	Alue Dua/Langsa	150/20 kV	*uprate*	60	2017	Commited
45	Meulaboh	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
46	Subulussalam	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
47	Takengon	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
48	Samalanga	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
49	Panton Labu	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
50	Krueng Raya	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
51	Banda Aceh	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2019	Rencana
52	Sigli	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2019	Commited
53	Jantho	150/20 kV	*Uprate*	2 LB	2019	Commited
54	Calang	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
55	Lampisang	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
56	Banda Aceh	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
57	Sigli	150 kV	*Ext*	2 TB	2019	Rencana
58	Nagan Raya	150 kV	*Ext*	2 TB	2019	Rencana
59	Tapak Tuan	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
60	Subulussalam	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
61	Arun	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
62	Meulaboh	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2021	Commited
63	Ulee Kareng	150 kV	*Ext*	2 TB	2021	Rencana
64	Takengon	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2023	Commited
65	Meulaboh	150/20 kV	*Uprate*	60	2023	Rencana
66	Blang Pidie	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
67	Alue Dua/Langsa	150/20 kV	*Uprate*	60	2023	Rencana
68	Sigli	150/20 kV	*Uprate*	60	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
69	Panton Labu	150/20 kV	*Ext*	4 LB	2025	Rencana
70	Blang kjeren	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
71	Kutacane	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
72	Blang kjeren	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
73	Blangpidie	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
	Total			**1140**		

Tabel A1.7. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
1	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	New	500.0	2018	Rencana
2	Sigli	275/150 kV	New	250.0	2019	Rencana
3	Nagan Raya	275/150 kV	New	250.0	2019	Pelelangan
4	Ulee Kareng	275/150 kV	New	500.0	2021	Rencana
5	Langsa	275/150 kV	New	250.0	2025	Rencana
	Total			**1,750.0**		
6	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
7	Sigli	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
8	Nagan Raya	275/150 kV	Ext	250.0	2019	Rencana
9	Sigli	275/150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
	Total			**250.0**		

Pengembangan Transmisi

Rencana pembangunan transmisi sampai dengan tahun 2025 adalah 2.853 kms untuk sistem SUTT 150 kV dan 1.032 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	Status
1	Langsa	Tualang Cut	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	24	2016	Konstruksi
2	Meulaboh	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2016	Konstruksi
3	Brastagi	Kutacane	150 kV	2 cct, 1 Hawk	290	2016	Konstruksi
4	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	Blang Pidie	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2016	Konstruksi
5	Arun (Arun)	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	4	2016	Commited
6	Sidikalang	Sabulussalam	150 kV	2 cct, 1 Hawk	111	2017	Konstruksi
7	Bireun	PLTA Peusangan-1	150 kV	2 cct, 2 Hawk	126	2017	Konstruksi
8	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	14	2017	Konstruksi
9	PLTA Peusangan-2	Takengon	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2017	Konstruksi
10	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Idie (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	82	2017	Konstruksi
11	Idie (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	47	2017	Konstruksi
12	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	129	2017	Konstruksi
13	Arun tx.Inc (rekonduktoring)	Lhokseumwe (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	60	2017	Konstruksi
14	Ulee Kareng	Banda Aceh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2017	Commited
15	Krueng Raya	Ulee Kareng	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2017	Commited
16	Blang Pidie	Tapak Tuan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130	2017	Rencana
17	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2017	Rencana
18	Takengon	Blang Kjeren	150 kV	2 cct, 2 Hawk	174	2017	Rencana
19	Calang	Meulaboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2018	Rencana
20	Sabulussalam	Singkil	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2018	Rencana
21	Sigli (rekonduktoring)	Banda Aceh (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	91	2019	Rencana
22	Calang	Lampisang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	198	2019	Rencana
23	Banda Aceh	Lampisang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2019	Rencana
24	Tapak Tuan	Sabulussalam	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2020	Rencana
25	Meulaboh	PLTA Meurebo	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2021	Commited

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
26	Kumbih	Inc. 2 Pi (Sabulussalam-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2023	Commited
27	Takengon	PLTA Peusangan-4	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2023	Commited
28	PLTP Seulawah	2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	16	2023	Commited
29	Panton Labu	Jambu Aye	150 kV	2 cct, 2 Hawk	116	2025	Commited
30	Panton Labu	Inc. 2 Pi (Idi - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2025	Commited
31	PLTA Lawe Alas	2 Pi Inc. (Brastagi-Kuta Cane)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2025	Rencana
32	Blangkjeren	Kutacane	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2025	Rencana
33	Blangkjeren	Blangpidie	150 kV	2 cct, 1 Hawk	148	2025	Rencana
	TOTAL				**2.853**		

Tabel A1.9. Pembangunan Transmisi 275 kV dan 500kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Pangkalan Susu	Arun	275 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2018	Rencana
2	Sigli	Arun	275 kV	2 cct, 4 Zebra	322	2019	Rencana
3	Nagan Raya	PLTU Nagan Raya #3,4	275 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Commited
4	Sigli	Ulee Kareng	275 kV	2 cct, 4 Zebra	130	2021	Rencana
5	Langsa	Inc. 2 Pi (Pangkalan Susu-Arun)	275 kV	2 cct, 4 Zebra	10	2025	Rencana
6	Tampur	Langsa	275 kV	2 cct, 2 Zebra	80	2025	Rencana
	Total				**1,032**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan listrik pada butir A1.2 di atas, diperlukan tambahan pelanggan baru 377 ribu pelanggan atau rata-rata 37,7 ribupelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah sekitar 3.769 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 3.412 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 493 MVA.Dengan rata-rata investasi pertahun sebesar U$ 25 juta pertahun.

Tabel A1.10. Pengembangan Sistem Distrusi

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Kebutuhan Investasi
2016	360.2	326.2	42.2	54,986	23.9
2017	373.0	337.8	44.6	55,857	24.9
2018	386.0	349.5	47.4	38,042	24.9
2019	402.1	364.1	50.6	39,906	26.2
2020	412.0	373.1	53.2	31,075	26.6
2021	343.8	311.3	45.6	31,169	22.7
2022	352.5	319.2	48.0	31,272	23.5
2023	361.7	327.5	50.6	31,383	24.4
2024	372.5	337.3	53.4	31,507	25.4
2025	404.8	366.6	57.6	31,667	27.3
2016-2025	3,769	3,412	493.2	376,864	249.8

A1.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025.

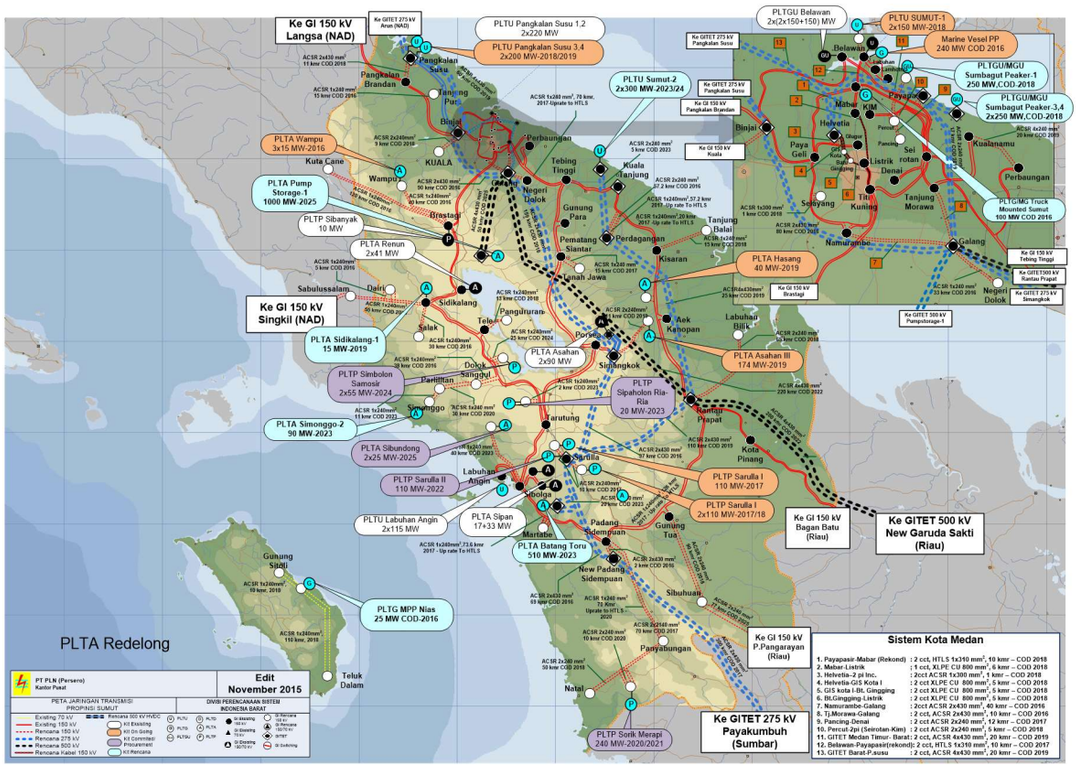
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	2.416	2.701	495	13	420	568	138
2017	2.643	2.950	536	20	630	1.000	274
2018	2.892	3.221	581	360	800	640	717
2019	3.180	3.536	633	225	810	771	946
2020	3.438	3.816	677	212	60	220	349
2021	3.716	4.116	725	65	500	150	221
2022	4.026	4.452	778	37	0	0	112
2023	4.363	4.819	836	296	270	40	622
2024	4.740	5.229	900	29	0	0	86
2025	5.152	5.719	977	1.255	250	496	1.385
Growth/ Jumlah	8,8%	8,7%	7,9%	2.512	3.740	3.885	4.852

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 subsistem sekitar 1.789 MW 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 1,2 operasi penuh), bahkan dibantu transfer daya dari subsistem Aceh ke Subsistem Sumut. Disamping pusat-pusat pembangkit di tersebut, terdapat pula beberapa PLTMH (PLN), PLTM (IPP), PLTP (IPP) yang memasok listrik langsung ke sistem distribusi (20kV).

Kota Medan merupakan pusat beban terbesar di propinsi Sumut dengan tingkat pertumbuhan beban yang cukup tinggi. Dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu kondisi pasokan daya sistem kelistrikan SUMUT mulai membaik dengan total pasokan daya di wilayah SUMUT sekitar 2.300 MW. Namun pasokan ini tidak terlepas dari tingkat kesiapan pembangkit eksisting maupun pembangit baru yang baru beroperasi.Berikut peta eksisting maupun rencana sistem kelistrikan sistem Sumatera Utara yang 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 di provinsi Sumut dan Nias dapat dilihat pada Tabel A2.1.

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Sistem Interkoneksi

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTM Tersebar Sumut	PLTM	Hydro	PLN	7.50
2	PLTU PANGKALAN SUSU	PLTU	Batubara	PLN	440.00
3	PLTGU BELAWAN	PLTGU	GAS	PLN	817.88
4	PLTG LOT III	PLTG	HSD	PLN	112.00
5	PLTU BELAWAN	PLTU	MFO	PLN	260.00
6	PLTD TITI KUNING	PLTD	HSD	PLN	24.85
7	PLTG GLUGUR	PLTG	HSD	PLN	31.71
8	PLTG PAYA PASIR	PLTG	HSD	PLN	75.55
9	MOBIL UNIT	PLTG	GAS	PLN	43.20
10	PLTU LABUHAN ANGIN	PLTU	Batubara	PLN	230.00
11	PLTA SIPAN	PLTA	Hydro	PLN	50.00
12	PLTA RENUN	PLTA	Hydro	PLN	82.00
13	PLTD PT BIMA GOLDEN POWERINDO (SEWA) (SW)	PLTD	HSD	Sewa	40.00
14	PLTD PT PRASTIWAHYU TRIMITRA ENGINERING TAMORA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	45.00
15	PLTD PT KURNIA PURNAMA TAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	75.00
16	PLTD PT BERKAT BIMA SENTANA (SW)	PLTD	MFO	Sewa	120.00
17	PLTD Tersebar Sumut	PLTD	HSD	PLN	1.06
					2,455.75

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 2016 – 2025 diberikan pada Tabel A2.3.

Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.9	9,918	11,014	2,024	3,281,882
2017	7.4	11,046	12,244	2,249	3,387,266
2018	7.8	12,410	13,734	2,523	3,486,292
2019	8.3	14,091	15,565	2,770	3,579,965
2020	6.7	15,688	17,296	3,031	3,641,096
2021	6.7	17,488	19,247	3,373	3,701,970
2022	6.7	19,533	21,459	3,698	3,751,179
2023	6.7	21,856	23,987	4,166	3,799,920
2024	6.7	24,441	26,795	4,718	3,848,383
2025	6.7	27,379	30,194	5,316	3,896,697
Growth	7.0%	11.9%	11.9%	11.3%	1.9%

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. Beberapa sungai di provinsi sumut yang memiliki potensiuntuk dikembangkan menjadi pembangkit hidrodiluar *Study Masterplan Of Hydro PowerDevelopment*antara lain seperti pada Tabel A2.4.b.

Berdasarkan *Master Plan Study for Power Development in the Republic of Indonesia* oleh WestJEC/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 Tenaga Air Tambahan

Nama	Nama Sungai	Lokasi	Kapasitas (MW)
Bilah	Aek Bilah	Kab. Tapanuli Selatan	50
Toru	Batang Toru	Kab. Tapanuli Utara	155
Munthe	Lau Biang	Kab. Karo	46
Paiasa	Piasa	Kab. Asahan	16
Garoga	Aek Bilah	Tapanuli Utara	40

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik di Sumatera Utara hingga tahun 2025 diperlukan rencana penambahanpembangkit sekitar 5.804 MW, sebagaimana rincian diperlihatkan padaTabel A2.5.

Tabel A2.5 Pengembangan Pembangkit

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Karai 7	PLTM	Swasta	6,7	2016	Konstruksi
2	Mobile PP Sumbagut	PLTG/MG	Swasta	100,0	2016	Konstruksi
3	Pakkat	PLTM	Swasta	10,0	2016	Operasi
4	Wampu (FTP2)	PLTA	Swasta	45,0	2016	Konstruksi
5	Lae Kombih 3	PLTM	Swasta	8,0	2017	Konstruksi
6	Mobile PP Nias	PLTG/MG	PLN	25,0	2017	Konstruksi
7	Sarulla I (FTP2)	PLTP	Swasta	330,0	2017/18	Konstruksi
8	Aek Sisira Simandame	PLTM	Swasta	4,6	2018	Konstruksi
9	Pangkalan Susu #3 (FTP2)	PLTU	PLN	400,0	2018/19	Konstruksi
10	Parluasan	PLTM	Swasta	10,0	2018	Konstruksi
11	Parmonangan	PLTM	Swasta	9,0	2018	Konstruksi
12	Rahu 2	PLTM	Swasta	6,4	2018	Konstruksi
13	Sei Wampu	PLTM	Swasta	9,0	2018	Konstruksi
14	Simbelin-1	PLTM	Swasta	6,0	2018	Konstruksi
15	Sumbagut-1 Peaker	PLTGU	Swasta	250,0	2018	Rencana
16	Sumbagut-3	PLTGU	Swasta	250,0	2018	Rencana
17	Sumut-1	PLTU	Swasta	300,0	2018	Konstruksi
18	Aek Tomuan-1	PLTM	Swasta	8,0	2019	Commited
19	Asahan III (FTP2)	PLTA	PLN	174,0	2019	Konstruksi
20	Batang Toru	PLTM	Swasta	7,5	2019	Commited
21	Batang Toru 3	PLTM	Swasta	10,0	2019	Commited
22	Hasang (FTP2) #1	PLTA	Swasta	40,0	2019	Konstruksi
23	Huta Padang	PLTM	Swasta	10,0	2019	Commited
24	Raisan Hutadolok	PLTM	Swasta	7,0	2019	Commited
25	Raisan Nagatimbul	PLTM	Swasta	7,0	2019	Commited
26	Sidikalang-1	PLTA	Swasta	15,0	2019	Rencana
27	Sidikalang-2	PLTM	Swasta	7,4	2019	Commited
28	Sumbagut-4	PLTGU	Swasta	250,0	2019	Pengadaan
29	Aek Silang 2	PLTM	Swasta	10,0	2020	Commited
30	Nias	PLTMG	Unallocated	20,0	2020	Rencana
31	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	Swasta	240,0	2020/21	Commited
32	Aek Sibundong	PLTM	Swasta	10,0	2021	Commited
33	Nias (FTP2)	PLTU	Swasta	21,0	2021	Commited
34	Sarulla II (FTP2)	PLTP	Swasta	110,0	2022	Commited
35	Batang Toru (Tapsel)	PLTA	Swasta	510,0	2023	Rencana
36	Sibundong-4	PLTA	Unallocated	75,0	2023	Rencana
37	Simonggo-2	PLTA	PLN	90,0	2023	Rencana

No	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
38	Sumut-2	PLTU	Swasta	600,0	2023/24	Rencana
39	Simbolon Samosir (FTP2)#1	PLTP	Swasta	110,0	2024	Commited
40	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP	Swasta	20,0	2024	Commited
41	Karai 1	PLTM	Swasta	10,0	2025	Rencana
42	Karai 12	PLTM	Swasta	6,0	2025	Rencana
43	Lae Ordi	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
44	Lae Ordi 2	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
45	Rahu 1	PLTM	Swasta	8,2	2025	Rencana
46	Simonggo Tornauli	PLTM	Swasta	8,0	2025	Rencana
47	Sumatera Pump Storage-1	PLTA	Unallocated	1.000,0	2025	Rencana
48	Tara Bintang	PLTM	Swasta	10,0	2025	Konstruksi
49	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	341,3	2016-2025	Rencana
50	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	176,0	2016-2025	Rencana
51	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	50,5	2016-2025	Rencana
52	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	-	2016-2025	Rencana
53	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	13,0	2016-2025	Rencana
54	Pembangkit Surya Tersebar	PLTS	Swasta	40,0	2016-2025	Rencana
	Total SUMUT			**5.804,6**		

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 sistem interkoneksi Sumatera yang akan memasok energi listrik dalam jumlah yang besar dari Sumatera bagian Selatan yang kaya akan sumber energi (khususnya batubara) 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 2025 diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 2.741 kms untuk sistem 150 kV dan 70 kV, serta 2.170 kms untuk sistem 275 kV dan 500 kV guna mendukung program penyaluran dan target yang telah ditetapkan. yaitu untuk mengatasi *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	Status
1	Binjai	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	180	2016	Konstruksi
2	Galang	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	2016	Konstruksi
3	Simangkok	Sarulla	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	2016	Konstruksi
4	Sarulla	New Padang Sidempuan	275 kV	2 cct, 2 Zebra	138	2016	Konstruksi
5	Galang	GITET Medan Timur	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2018	Rencana
8	GITET Medan Timur	PLTGU Sumbagut 3,4	275 kV	2 cct, 4 Zebra	30	2018	Commited
9	Sarulla	Rantau Prapat	275 kV	2 cct, 4 Zebra	220	2019	Rencana
10	Rantau Prapat	Perdagangan	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2019	Rencana
11	PLTGU Sumbagut 3,4/GITET Medan Timur	GITET Medan medan Barat	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2019	Rencana
12	GITET Medan Barat	Pangkalan Susu	275 kV	2 cct, 4 Zebra	120	2019	Rencana
13	Rantau Prapat/Sumut 1	Galang/Medan/Sumut 3	500 kV	2 cct, 4 Zebra	440	2022	Rencana
14	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2023	Commited
15	Perdagangan	PLTU Sumut-2	275 kV	2 cct, 4 Zebra	10	2023	Commited
16	Galang/Medan/Sumut 3	PLTA Pump Storage-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	100	2025	Rencana
	Jumlah				**2,170**		

Tabel A2.7. Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Dolok Sanggul	Inc. 1 Pi (Tele-Tarutung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	76,0	2016	Konstruksi
2	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80,0	2016	Konstruksi
3	Galang	Tanjung Morawa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20,0	2016	Konstruksi
4	Galang	Negeri Dolok	150 kV	2 cct, 1 Hawk	66,0	2016	Konstruksi
5	Perdagangan	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80,0	2016	Konstruksi
6	PLTA Wampu	Brastagi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80,0	2016	Konstruksi
7	Sidikalang	Salak	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60,0	2016	Konstruksi
8	Padang Sidempuan	New Padang sidempuan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	4,0	2016	Konstruksi
9	Sibolga (Rekonduktoring)	Martabe (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	35,0	2016	Pengadaan
10	Martabe (Rekonduktoring)	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	38,6	2016	Pengadaan
11	Padang Sidempuan	Panyabungan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140,0	2017	Konstruksi
12	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310	30,0	2017	Rencana
13	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Kisaran (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	57,2	2017	Pengadaan
14	Perdagangan (rekonduktoring)	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	40,0	2017	Pengadaan
15	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	57,2	2017	Pengadaan
16	Peradagangan (Rekonduktoring)	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	20,0	2017	Pengadaan
17	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	Rantau Prapat (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	124,1	2017	Commited
18	Rantau prapat (rekonduktoring)	Gunung Tua (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	79,1	2017	Commited
19	Padang Sidempuan (rekonduktoring)	Gunung Tua (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	48,9	2017	Commited
20	Pangkalan Brandan (rekonduktoring)	Binjai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	101,6	2017	Rencana
21	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30,0	2017	Rencana
22	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	Seirotan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	53,9	2017	Rencana
23	Seirotan (rekonduktoring)	Perbaungan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	43,0	2017	Rencana
24	Perbaungan (rekonduktoring)	Tebing Tinggi (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310	43,0	2017	Rencana
25	Porsea (rekonduktoring)	Pematang Siantar (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	53,9	2017	Rencana
26	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	4,0	2018	Konstruksi
27	Belawan (rekonduktoring)	Payapasir (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x350	27,8	2018	Commited
28	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	26,0	2018	Konstruksi
29	Sibuhuan	Gunung Tua	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180,0	2018	Rencana
30	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130,0	2018	Rencana
31	Helvetia	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300	20,0	2018	Rencana
32	Selayang	Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300 mm2	4,0	2018	Rencana
33	Mabar (Rekonduktoring)	Paya pasir (Rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310	20,0	2018	Rencana
34	Mabar	Listrik	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800	6,0	2018	Rencana
35	Tanjung Balai	Kisaran	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30,0	2018	Rencana
36	Natal	Panyabungan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100,0	2018	Rencana
37	Kuala	Binjai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	18,0	2018	Rencana
38	Teluk Dalam	PLTU Nias	70 kV	2 cct, 1 Hawk	220,0	2018	Rencana
39	PLTU Nias	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct, 1 Hawk	20,0	2018	Rencana
40	Percut	Sumbagut-1	150 kV	2 cct, 2 Zebra	4,0	2019	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
41	Percut	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150 kV	2 cct, ACSR 2x400	4,0	2019	Rencana
42	Pancing	Percut	150 kV	2 cct, ACSR 2x400	20,0	2019	Rencana
43	Helvetia	GIS Kota I	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800	10,0	2019	Rencana
44	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22,0	2019	Commited
45	PLTA Hasang	Inc. 1 Pi (Rantau Prapat-Kisaran)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4,0	2019	Konstruksi
46	Perbaungan	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20,0	2020	Rencana
47	Parlilitan	Dolok Sanggul	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50,0	2020	Rencana
48	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Inc. 2 Pi (Panyabungan-Natal)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20,0	2020	Commited
49	Panyabungan (rekonduktoring)	Padang Sidempuan(rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm2	43,0	2020	Rencana
50	Simonggo	Parlilitan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22,0	2023	Rencana
51	Sibundong	Sibolga	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22,0	2023	Rencana
52	PLTP Sipoholon Ria-Ria	Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4,0	2023	Commited
53	PLTP Simbolon Samosir	Inc. 2 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50,0	2024	Rencana
54	Dairi	Inc. 1 Pi (Sidikalang-Sabullusalam)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10,0	2025	Rencana
55	GIS Kota I	GI/GIS Batu gingging	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800	10,0	2025	Rencana
56	GI/GIS Batu gingging	GIS Listrik	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800	5,0	2025	Rencana
57	Sibuhuan	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	154,0	2025	Rencana
	Total				**2.741,3**		

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	Status
1	Dolok sanggul	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	Galang	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
3	Negeri Dolok	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Perdagangan	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
5	Salak	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
6	New Padang Sidempuan	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
7	Sarulla	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
8	Tanjung Pura	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
9	Panyabungan	150/20 kV	New	30,0	2017	Konstruksi
10	Pancing	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
11	Tanah Jawa	150/20 kV	New	60,0	2017	Rencana
12	Hamaparan Perak	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
13	New Seirotan	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
14	Pangururan	150/20 kV	New	30,0	2018	Konstruksi
15	Sibuhuan	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
16	Labuhan Bilik	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
17	GIS Helvetia	150/20 kV	New	100,0	2018	Rencana
18	Selayang	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
19	Tanjung Balai	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
20	Natal	150/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
21	Kuala	150/20 kV	New	60,0	2018	Rencana
22	Percut	150/20 kV	New	100,0	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
23	Batu Gingging	150/20 kV	New	100,0	2019	Rencana
24	GIS Kota 1/Petisah	150/20 kV	New	100,0	2022	Rencana
25	Parlilitan	150/20 kV	New	30,0	2023	Rencana
26	Sipaholon Ria-Ria	150/20 kV	New	30,0	2023	Commited
27	Simbolon	150/20 kV	New	30,0	2024	Commited
28	Dairi	150/20 kV	New	30,0	2025	Rencana
29	Teluk Dalam	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
30	PLTU Nias	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
31	Gn.Sitoli	70/20 kV	New	30,0	2018	Rencana
32	Asahan	150 kV	New	60,0	2019	Konstruksi
33	Sorik Merapi	150 kV	New	30,0	2020	Commited
34	Simonggo	150 kV	New	30,0	2023	Commited
				1.720,0		
35	Namurambe	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
36	Tanjung Morawa	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
37	Galang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
38	Brastagi	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
39	Brastagi	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
40	Payapasir	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
41	Kota pinang	150/20 kV	Ext	30,0	2016	Konstruksi
42	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
43	Tanjung Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
44	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
45	Padang Sidempuan	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
46	Kuala Namu	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
47	Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Commited
48	Sei Rotan	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Commited
49	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
50	Namurambe	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
51	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Commited
52	Sei Rotan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Commited
53	Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
54	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
55	Kisaran	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
56	Sibolga	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
57	Martabe	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
58	Martabe	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
59	Padang Sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
60	Padang Sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
61	Rantau Prapat	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
62	Gunung Tua	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
63	Pangkalan Brandan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
64	Binjai	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
65	Pematang Siantar	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
66	Sirotan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
67	Perbaungan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
68	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
69	Tanjung Pura	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
70	Rantau Prapat	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
71	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
72	Negeri Dolok	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
73	Aek Kanopan	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
74	Gunung Para	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
75	Belawan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
76	Tele	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
77	Belawan	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
78	Payapasir	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
79	Gunung Tua	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
80	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
81	Porsea	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
82	Pematang Siantar	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
83	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
84	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
85	Rantau Prapat	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
86	GIS Mabar	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
87	Payapasir	150 kV	Uprate	2 LB	2018	Rencana
88	GIS Listrik	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
89	GIS Mabar	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
90	Kisaran	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
91	Panyabungan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
92	Binjai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
93	Pangkalan Brandan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
94	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
95	Porsea	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
96	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
97	Panyabungan	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
98	Labuhan Bilik	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
99	Galang	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
100	Martabe	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Rencana
101	Perdagangan	150 kV	Uprate	2 LB	2019	Rencana
102	GIS Glugur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
103	GIS Glugur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
104	Pancing	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
105	GIS Listrik	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
106	Simangkok	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
107	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
108	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
109	GIS Mabar	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
110	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
111	Perbaungan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
112	Kualanamu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
113	Dolok sanggul	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
114	Panyabungan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
115	Padang sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
116	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
117	Labuhan	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
118	Percut	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
119	Denai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
120	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
121	Labuhan Angin	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
122	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
123	Sibuhuan	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
124	Sei Rotan	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
125	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
126	Namurambe	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
127	GIS Glugur	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
128	GIS LISTRIK	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
129	KIM	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
130	GIS Helvetia	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
131	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
132	Parlilitan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
133	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
134	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
135	Selayang	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
136	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
137	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
138	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
139	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
140	Natal	150/20 kV	Ext	30,0	2023	Rencana
141	Labuhan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
142	Kuala Namu	150/20 kV	Uprate	60,0	2023	Rencana
143	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
144	Sibolga	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
145	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
146	Tanjung Pura	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
147	Tanjung Balai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
148	T.Morawa	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
149	Sei Rotam	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
150	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
151	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
152	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
153	Namurambe	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
154	Labuhan Bilik	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
155	Gunung Tua	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
156	GIS Listrik	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
157	Galang	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
158	Denai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
159	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
160	Sibuhuan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
161	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
162	Tanah Jawa	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
163	R.Prapat	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
164	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
165	Perbaungan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
166	Paya Pasir	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
167	Paya Geli	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
168	GIS Mabar	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
169	Kuala Tanjung	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
170	Kuala Namu	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
171	KIM	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
172	GIS Helvetia	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
173	GIS Glugur	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
174	GIS Listrik	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
175	Brastagi	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
176	Binjai	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
177	Batu Gingging	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
178	Aek Kanopan	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
				5.160,0		

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	Status
1	Galang	275/150 kV	New	500	2016	Konstruksi
2	Sarulla	275/150 kV	New	500	2016	Konstruksi
3	New Padang Sidempuan	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
4	PLTGU Sumbagut 3&4	275 kV	New	2 LB	2018	Commited
5	GITET Medan Timur	275/150 kV	New	750	2018	Commited
6	Rantau Prapat	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
7	Perdagangan	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
8	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
9	GITET Sumut 3/Medan/Galang	500/275 kV	New	500	2022	Rencana
10	Rantau Prapat/Sumut 1	500/275 kV	New	250	2022	Rencana
11	Batang Toru	275/150 kV	New	4 LB	2023	Commited
12	PLTA Pump Storage-1	500 kV	New	2 LB	2025	Rencana
	Total			**4250**		
13	Simangkok	275 kV	Ext	4 LB	2016	Commited
14	Sarulla	275 kV	Ext	250	2019	Rencana
15	New Padang Sidempuan	275 kV	Ext	250	2020	Konstruksi
16	New Padang Sidempuan	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
17	Galang	275/150 kV	Ext	500	2017	Commited
18	Sarulla	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Extension	Kapasitas (MVA/Bay)	COD	Status
19	Pangkalan Susu	275/150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
20	Binjai	275/150 kV	Ext	250	2016	Rencana
21	Binjai	275/150 kV	Ext	2 LB	2016	Rencana
22	GITET Medan Timur	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
23	Galang	275/150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
24	Sarulla	275/150 kV	Ext	250	2024	Rencana
25	Rantau Prapat	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
26	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
27	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
28	Pangkalan Susu	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
29	Galang	275 kV	Ext	500	2025	Rencana
30	Rantau Prapat	275 kV	Ext	250	2025	Rencana
31	Perdagangan	275 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
32	Perdagangan	275 kV	Ext	500	2025	Rencana
33	Galang	500 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
				3250		

Pengembangan Distribusi

Tambahan pelanggan baru sampai dengan tahun 2025adalah sekitar 716ribu pelanggan atau rata-rata 71,6 pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 4.750 kms, JTR sekitar 4.987kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 752 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A2.10.Dengan rata-rata investasi sebesar 43 Juta USD pertahun.

Tabel A2.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	449.6	482.7	76	101,335	48.3
2017	516.4	554.4	88	105,383	42.6
2018	527.1	565.8	89	99,026	48.5
2019	542.0	581.8	90	93,673	49.0
2020	546.6	586.7	90	61,132	47.4
2021	546.6	586.8	90	60,874	47.4
2022	396.9	426.0	57	49,209	49.7
2023	396.7	425.8	57	48,741	32.4
2024	390.5	366.8	56	48,462	32.4
2025	437.4	410.9	59	48,315	34.7
2016-2025	4,749.8	4,987.5	752	716,150	432.4

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. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 42,5 MW, daya mampu 30,8 MW,serta beban puncak tahun 2014 diperkirakan 27,6 MW.Kedepannya, rencana tambahan pembangkit baru di Sistem Nias adalah dengan penggunaaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTG/MG Mobile 25 MW ditahun 2016, dan PLTG/MG 20 MW di tahun 2020, serta PLTU IPP 21 MW.

A2.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah untuk membangun sistem kelistrikan sampai dengan tahun 2025 adalah seperti Tabel A2.1berikut.

Tabel A2.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	9.918	11.014	2.024	211	2.250	1.370	830
2017	11.046	12.244	2.249	293	1.190	922	928
2018	12.410	13.734	2.523	1.158	1.870	876	1.953
2019	14.091	15.565	2.770	743	2.750	744	1.691
2020	15.688	17.296	3.031	118	580	133	329
2021	17.488	19.247	3.373	192	480	-	466
2022	19.533	21.459	3.698	206	1.030	440	819
2023	21.856	23.987	4.166	985	720	98	1.552
2024	24.441	26.795	4.718	484	1.180	50	926
2025	27.379	30.194	5.316	1.416	2.360	279	1.716
Growth/ Jumlah	11,9%	11,9%	11,3%	5.805	14.410	4.911	11.210

LAMPIRAN A.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI RIAU

A3.1. KONDISI SAAT INI

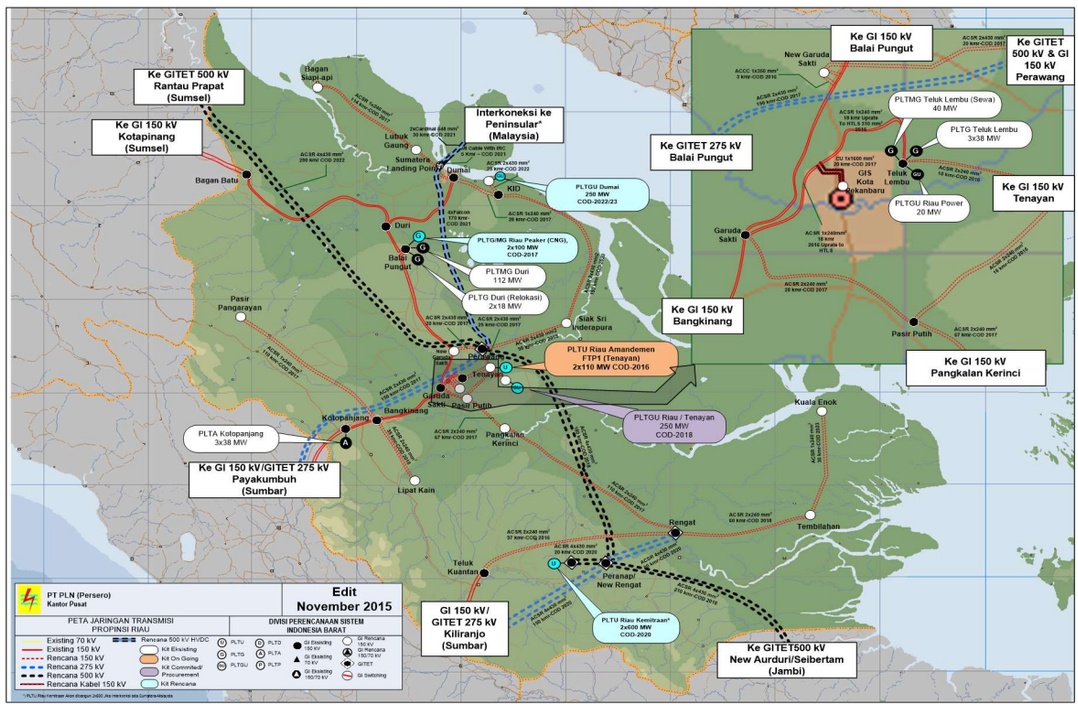
Sistem kelistrikan di wilayah kerja Provinsi Riau dipisahkan dengan 2 kelompok : Sistem Interkoneksi dan Sistem *Isolated* dengan total beban puncak di kedua sistem tersebut adalah 868 MW.

Sistem Interkoneksi

Sistem Interkoneksi 150 kV Riau disebut juga Sub Sistem Riau yang merupakan bagian dari Sistem Sumatera mengcover sebagian besar wilayah pelanggan di provinsi Riau dengan 9 Gardu Induk (GI) 150 kV diantaranya : Koto Panjang, Bangkinang, Garuda Sakti, Teluk Lembu, Duri, Dumai, Bagan Batu, Teluk Kuantan, dan Balai Pungut.

Sistem tersebut di pasok dari Grid Sistem Sumatera yang di kendalikan oleh P3BS dengan beban puncak tertinggi tahun 2015 mencapai 549 MW dengan kapasitas terpasang pembangkit di Riau saat ini tercatat 616 MW. Sebagian besar pembangkit di sub sitem Riau saat ini berbahan bakar gas, sehingga sekuritas pasokan gas kedepannya masih belum dapat dipastikan. Selain itu pada kondisi tertentu sub sitem 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

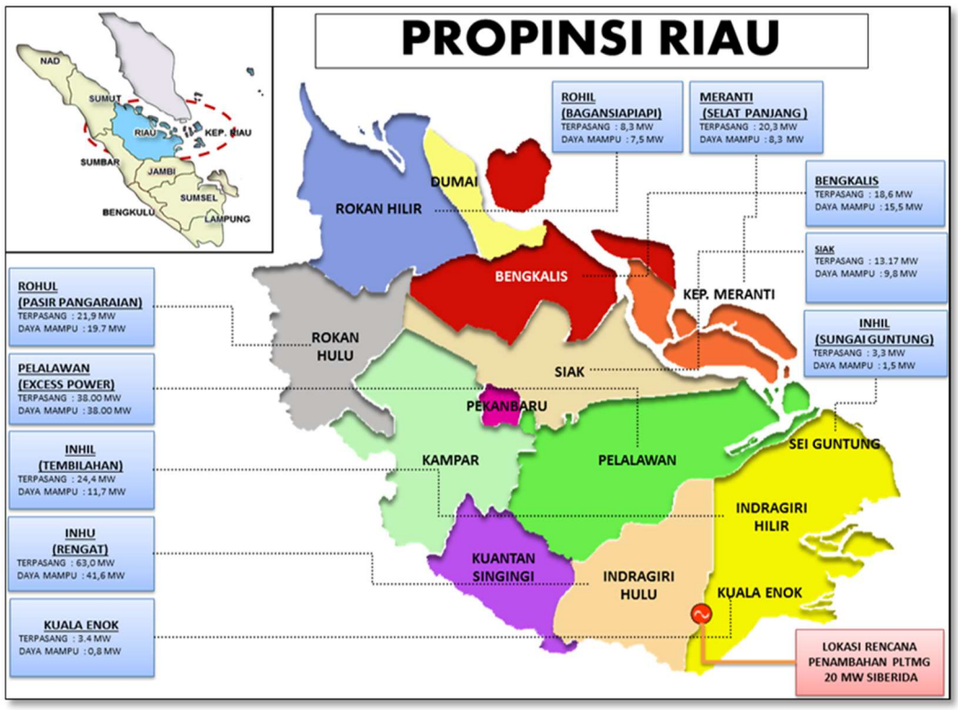
Daftar kapasitas terpasang pembangkit yang memasok ke sistem interkoneksi 150 kV ditunjukkan pada Tabel A3.1.

Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU	PLTG	GAS	Sewa	12
2	PLTG SEWA DURI (PT. IP)	PLTG	GAS	Sewa	22
3	PLTMG DURI	PLTMG	GAS	PLN	112
4	PLTG SEWA DURI (PT. PJB)	PLTG	GAS	Sewa	22
5	PLTA KOTO PANJANG	PLTA	Hydro	PLN	114
6	PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	60
7	PLTD PT. BGP GI BNA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	30
8	PLTMG SEWA 12 MW TL.LEMBU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	12
9	PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	22
10	PLTMG 50 MW TELUK LEMBU (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	50
11	PLTG SEWA DURI (PT. PJB) (SW)	PLTGU	GAS	Sewa	22
12	PLTMG 30 MW PT. HALLEYORA TL. LEMBU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	60
13	PLTMG 40 MW PT MAX POWER BALAI PUNGUT (SW)	PLTMG	GAS	PLN	40
14	PLTG PT RIAU POWER (SEWA) (SW)	PLTG	GAS	PLN	32
15	PLTD Tersebar (SW) WRKR	PLTD	HSD	Sewa	78
16	PLTD TEMBILAHAN	PLTD	HSD	PLN	23
17	PLTD TANJUNG BATU (SW)	PLTB	HSD	Sewa	5
18	PLTD TEMBILAHAN (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23
	Total				**736**

Sistem *Isolated*

Sistem isolated di Provinsi Riau tersebar di Sistem Tembilahan dan Sistem Kuala Enok (Indragiri Hilir), Sistem Bengkalis (Bengkalis), Sistem Bagan Siapi-api (Rokan Hilir) , Sistem Pasir Pangaraian (Rokan Hulu), Sistem Siak (Siak) , Sistem Rengat (Indragiri Hulu), Pelalawan danSelat Panjang (Meranti).Adapun beberapa Sistem besarnya dapat dilihat pada Gambar berikut ini.



Sedangkan 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**

Sebagian besar kondisi sistem *isolated Riau* masih mengalami kekurangan pasokan daya yang disebabkan oleh :

1. menurunnya daya mampu pembangkit.
2. meningkatnya konsumsi listrik oleh pelanggan
3. Pasokan dari *excess power* telah melampaui kesepakatan perjanjian jual beli (kontrak),

Untuk Jangka Panjang direncana pengembangan Gardu Induk (GI) dan transmisi 150 kV untuk mengatasi kekurangan daya pada sistem isolated Riau.

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbunan ekonomi Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Riau. Maka PemerintahDaerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

Rencana pengembangan ekonomi tersebut ditandai dengan dikembangkannya kawasan industri dan daerah industri pada beberapa kabupaten, seperti Kawasan Industri Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Kawasan Industri Tenayan Raya, Pasir Putih 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 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A3.3.

Tabel A3.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	3.0	4,121	4,571	770	1,334,500
2017	3.2	4,663	5,158	867	1,456,538
2018	3.4	5,296	5,822	977	1,582,202
2019	3.6	5,826	6,379	1,069	1,689,929
2020	2.9	6,407	6,998	1,171	1,783,849
2021	2.9	7,060	7,691	1,285	1,866,370
2022	2.9	7,761	8,432	1,407	1,950,437
2023	2.9	8,538	9,252	1,542	2,036,128
2024	2.9	9,410	10,171	1,692	2,123,606
2025	2.9	10,138	10,930	1,816	2,187,050
Growth	**3.1%**	**10.5%**	**10.2%**	**10.0%**	**5.7%**

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 Datuk Laksamana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota 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 1,55juta metrik ton[2].

Selain itu menurut data dari Dinas Perkebunan Provinsi Riau menerangkan bahwa Provinsi Riau merupakan daerah potensial untuk pembangunan pembangkit dengan memanfaatkan energy terbarukan seperti energi biomassa. Keunggulan Riau yang memiliki sawit yang memiliki luas 2,3 juta hectare atau bisa menghasilkan 613 ton per jam dengan 146 pabrik kelapa sawit per jam sangat potensial untuk menjadi energy terbarukan untuk menciptakan tenaga listrik. Oleh karena itu potensi energi terbarukan bisa menjadi salah satu alternatif untuk kehandalan sistem ketenagalistrikan provinsi Riau.

Pengembangan Pembangkit

Kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 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 berkapasitastotal sekitar 1.649 MW seperti ditampilkan pada Tabel A3.4

Tabel A3.4. Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Riau Amandemen FTP1 (Tenayan)	PLTU	PLN	220	2016	Konstruksi
2	Tembilahan (rengat)	PLTG/MG	Swasta	30	2017	Pengadaan
3	Kampar	PLTMG	Swasta	8	2017	Pengadaan
4	Riau Peaker	PLTGU	PLN	200	2017	Pengadaan
5	Bengkalis	PLTMG	Swasta	20	2018	Pengadaan
6	Selat Panjang -1	PLTMG	Swasta	20	2018	Pengadaan
7	Riau	PLTGU	Swasta	250	2018	Pengadaan
8	Tembilahan	PLTG/MG	Unallocated	14	2019	Konstruksi
9	Riau-1	PLTU	Swasta	600	2019	Rencana
10	Rengat	PLTG/MG	Swasta	6	2020	Commited
11	Tembilahan	PLTG/MG	Swasta	6	2020	Commited
12	Dumai	PLTGU	Swasta	250	2022	Rencana
13	Pembangkit Biomass/Biofuel Terseb	PLTBm	Swasta	16	2016-2025	Rencana
14	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10	2016-2025	Rencana
	Total			**1,649**		

Rencana pengoperasian PLTU Riau 2x110 MW 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

[2] Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

2016. Rencana pengoperasian PLTGU/MG Riau *peaker* dengan 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 1200 MW ditawarkan kepada swasta sebagai IPP, merupakan proyek strategis untuk memanfaatkan potensi batubara local di Riau sekaligus untuk menurunkan biaya produksi,direncanakan beroperasi pada tahun 2019, PLTU dengan kapasitas 1200 ini akan dibangun jika Interkoneksi Sumatera-Malaysia terjadi, jika tidak terjadi maka yang akan dibangun hanya 600 MW.Selain itu, PLN berupaya memanfaatkan semua potensi gas yang mungkin dapat digunakan untuk membangkitkan tenaga listrik, termasuk gas skala kecil, seperti di Kampar.

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan akan dibangun GI 150 kV sertapenambahan pembangkit PLTG/MG *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 2025 diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan *extension* dengan kapasitas seperti diperlihatkan pada Tabel A3.5.

Tabel A3.5. Pembangunan GI

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Tenayan	150/20 kV	*New*	60,0	2016	Konstruksi
2	Rengat	150/20 kV	*New*	60,0	2016	Konstruksi
3	New Garuda Sakti	150/20 kV	*New*	60,0	2016	Pengadaan
4	Pasir Pangarayan	150/20 kV	*New*	60,0	2017	Konstruksi
5	Pasir Putih	150/20 kV	*New*	60,0	2017	Konstruksi
6	KID	150/20 kV	*New*	60,0	2017	Proposed
7	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	*New*	60,0	2017	Konstruksi
8	Perawang	150/20 kV	*New*	60,0	2017	Proposed
9	Bagan Siapi-api	150/20 kV	*New*	30,0	2017	Konstruksi
10	GIS Kota Pekan Baru	150/20 kV	*New*	100,0	2017	Proposed
11	Perawang	150/20 kV	*New*	2 LB	2017	Rencana
12	Tembilahan	150/20 kV	*New*	60,0	2018	Proposed
13	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	*New*	60,0	2018	Proposed
14	Lipat Kain	150/20 kV	*New*	60,0	2018	Proposed
15	PLTGU Dumai	150/20 kV	*New*	4 LB	2022	Rencana
16	Pakning	150/20 kV	*New*	60,0	2022	Rencana
17	Kuala Enok	150/20 kV	*New*	60,0	2023	Rencana
18	Lubuk Gaung	150/20 kV	*New*	60,0	2023	Rencana
	TOTAL			**970,0**		
19	Teluk Lembu	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
20	Teluk Lembu	150/20 kV	Uprate	2 LB	2016	Pengadaan
21	Garuda Sakti	150/20 kV	Uprate	2 LB	2016	Pengadaan
22	Teluk Kuantan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
23	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Pengadaan
24	Garuda Sakti	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
25	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
26	Koto panjang	150/20 kV	Ext	1 TB	2016	Konstruksi
27	Teluk kuantan	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
28	Bangkinang	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
29	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
30	Pasir Putih	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
31	New Garuda Sakti	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
32	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
33	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
34	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
35	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
36	Pangkalan Kerinci	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
37	Bangkinang	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
38	Bagan batu	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
39	Kota Panjang	150/20 kV	Uprate	60	2017	Proposed
40	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Commited
41	Rengat	150 kV	Ext	2 TB	2018	Konstruksi
42	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
43	Rengat	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
44	New Garuda Sakti	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
45	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
46	Pasir Putih	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
47	Tenayan	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
48	Duri	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
49	Siak Sri Indra Pura	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
50	Teluk Kuantan	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
51	Pasir Putih	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
52	Koto panjang	150/20 kV	Ext	1 TB	2021	Rencana
53	GIS Kita Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
54	Rengat	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
55	Tembilahan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
56	Pasir Pangarayan	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
57	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
58	Bagan Siapi-api	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
59	KID	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
60	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
61	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
62	Tembilahan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
63	Garuda sakti	150/20 kV	Uprate	100	2023	Rencana
64	Teluk kuantan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
65	Perawang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
66	New Garuda Sakti	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
67	Tenayan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
68	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
69	Bangkinang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
70	Lipat Kain	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
71	Pasir Pangarayan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
72	Teluk Lembu	150/20 kV	Uprate	100	2025	Rencana
	TOTAL			**2.000,0**		

Project interkoneksi dengan Malaysia, yang direncanakan menggunakan sistem 500 kV DC. Jika sudah dicapai kesepakatan untuk dilakukan interkoneksi, maka akan dibangun statiun konverter HVDC ±500 kVDC di GITET Perawang serta switching facilities di Pulau Rumpat. Project Interkoneksi tersebut merupakan project interkoneksi ASEAN Power Grid, yang akan megabungkan sistem kelistrikan antar negara-negara di ASEAN.

Proyek pengembangan GITET dan SUTET adalah seperti pada Tabel A3.6.

Tabel A3.6. Pembangunan GI 275kV, dan 500 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Perawang (eX New Garuda Sakti)	275/150 kV	*New*	500.0	2017	Rencana
2	Peranap/Riau 1	500/275 kV	*New*	4 LB	2018	Rencana
3	GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti	500/275 kV	*New*	1,000.0	2018	Rencana
4	Peranap	275 kV	*New*	250.0	2020	Rencana
5	Rengat	275 kV	*New*	250.0	2020	Rencana
6	Perawang HVDC Sta. Converter	500 kV DC	*New*	600.0	2020	Rencana
	TOTAL			**2,600.0**		
7	Perawang (eX New Garuda Sakti)	275/150 kV	*Ext*	500.0	2018	Pelelangan
8	Peranap	500 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
9	Peranap	500 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
10	Peranap	500/275 kV	*Ext*	500.0	2020	Rencana
11	Peranap	275 kV	*Ext*	250.0	2025	Rencana
12	GITET Riau 2/Perawang/x New Garuda Sakti	500/275 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
	TOTAL			**1,250.0**		

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi di Provinsi Riau hingga tahun 2025 adalah sepanjang 2.224 kms (150 kV) dan 2.163 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A3.7 dan Tabel A3.8. Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, bahwa terdapat kemungkinan dilakukan nya interkoneksi Sumatera-Malaysia menggunakan system HVDC 500 kV. Kebutuhan penghantar HVDC dapat dilihat pada table A3.8 berikut.

Tabel A3.7. Pembangunan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	194	2016	Konstruksi
2	Tenayan / PLTU Riau	Pasir Putih	150 kV	2 cct, 2 Hawk	35	2016	Konstruksi
3	Tenayan / PLTU Riau	Teluk Lembu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2016	Konstruksi
4	New Garuda Sakti	Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, HTLS 1 x 350 mm2	6	2016	Konstruksi
5	Garuda Sakti (up rate)	Teluk Lembu (Up rate)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	36	2016	Commited
6	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	220	2017	Konstruksi
7	Pasir Putih	Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Hawk	55	2017	Konstruksi
8	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	56	2017	Konstruksi
9	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	134	2017	Konstruksi
10	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 Hawk	228	2017	Konstruksi
11	Perawang	New Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2017	Rencana
12	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	2017	Rencana
13	GIS Kota Pekan Baru	Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm2	40	2017	Rencana
14	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2017	Rencana
15	Tenayan	PLTGU Riau	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2018	Commited
16	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2018	Rencana
17	Perawang	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2018	Rencana
18	Bangkinang	Lipat Kain	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2018	Rencana
19	KID	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2020	Rencana
20	KID	PLTGU Dumai	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2022	Commited
21	Kuala Enok	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
22	Lubuk Gaung	Inc. 2 Pi (Dumai-Tj.Api)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2023	Rencana
	Jumlah				**2.224**		

Tabel A3.8. Pembanguan Transmisi 275 kV. 500 kV dan HVDC ± 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Payakumbuh	Perawang (New Garuda Sakti)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2017	Commited
2	Peranap/Riau 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2018	Pengadaan
3	Border	Pulau Rupat	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	53	2019	Rencana
4	Pulau Rupat Utara	Pulau Rupat Selatan	500 kV DC	2 cct, 4 Falcon	100	2019	Rencana
5	P. Rupat Selatan	Sumatra Landing Point	500 kV DC	2 Cable MI with IRC	12	2019	Rencana
6	Sumatera Landing Point	New Garuda Sakti	500 kV DC	2 cct, 4 Falcon	278	2019	Rencana
7	Peranap/Riau 1	PLTU Riau-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2020	Commited
8	Peranap	Kiliranjao	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2020	Rencana
9	Peranap	Rengat	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2020	Rencana
10	Rantau Prapat/Sumut 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	560	2022	Rencana
	Jumlah				**2,163**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 971 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 97,1 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan tegangan menengah(JTM) 3.141 kms,jaringan tegangan rendah(JTR) sekitar 13.112 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar740 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A3.9.dengan investasi selama 10 tahun sebesar 408,7 Juta USD.

Tabel A3.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	292.1	899.5	74	118,496	37.2
2017	302.2	991.2	77	122,037	39.2
2018	313.4	1,095.8	77	125,664	40.8
2019	314.4	1,172.5	74	107,727	40.1
2020	315.1	1,253.5	76	93,921	40.5
2021	316.0	1,342.0	76	82,521	40.8

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2022	315.9	1,432.3	73	84,067	41.3
2023	315.7	1,529.2	74	85,691	42.5
2024	315.8	1,634.9	67	87,478	42.5
2025	340.3	1,761.5	71	63,444	43.8
2016-2025	3,140.8	13,112.4	740	971,046	408.7

A3.4. SISTEM KELISTRIKAN BENGKALIS

Kabupaten Bengkalis merupakan salah satu Kabupaten di Propinsi Riau yang wilayahnya mencakup daratan pulau Sumatera dan sebagian wilayah kepulauan, dengan 8 Kecamatan. Kabupaten ini memiliki potensi wisata diantaranya : Pantai Rupat Utara Tanjung Medang, Tasik Putri Pepuyu, Tasik Nambus, Pantai Selat Baru, Pantai Prapat Tunggal, Taman Andam Dewi dan Sungai Pakning.

Sistem kelistrikannya saat ini disuplai oleh 2 sistem yaitu sistem *isolated* PLTD berbahan bakar HSD dan Sistem Interkoneksi Sumatera. Sistem *Isolated* Bengkalis meliputi wilayah kecamatan Bukit Batu (Bengkalis) dengan beban puncak total 17,1 MW. Dengan sudah tingginya beban di Pulau Bengkalis, maka saat ini sedang dilakukan studi mengenai kemungkinan dilakukanya interkoneksi baik menggunakan tegangan TM ataupun menggunakan TT.

Gambar A3.2. Rencana Kabel Laut Interkoneksi Sumatera-Bengkalis



A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A3.10

Tabel A3.10. Ringkasan

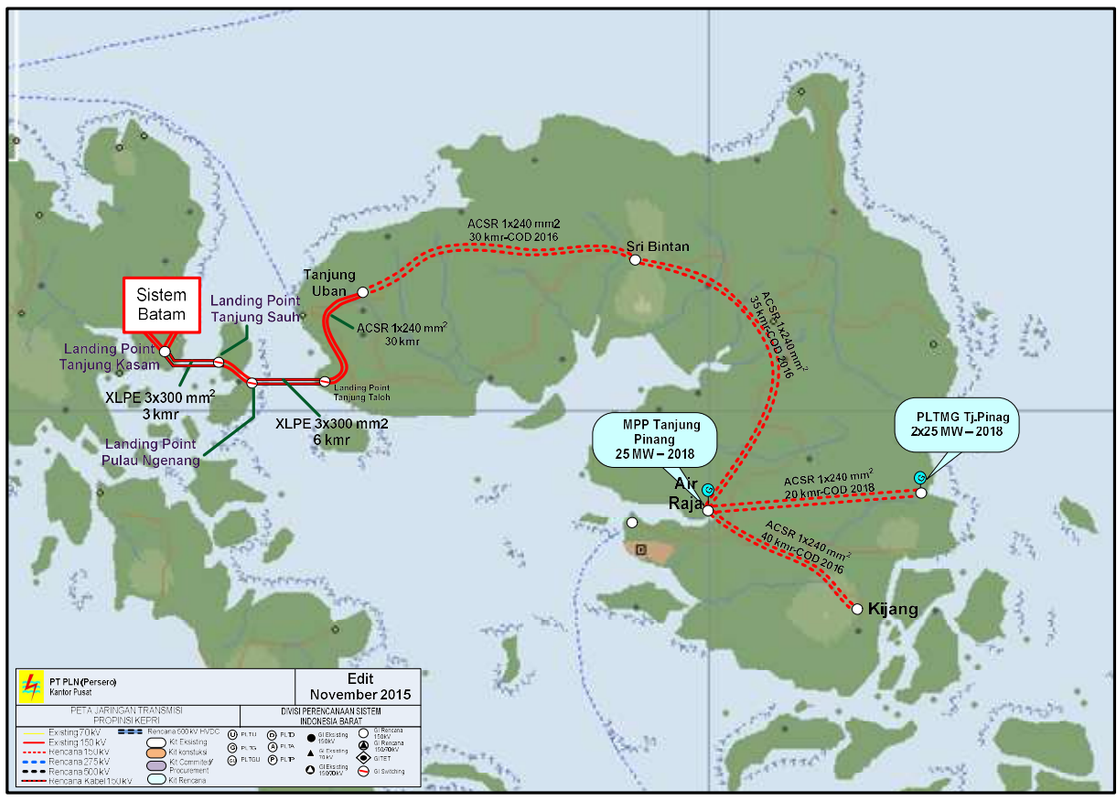
Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	4.121	4.571	770	234	300	291	446
2017	4.663	5.158	867	248	1.110	1.343	747
2018	5.296	5.822	977	292	1.920	750	680
2019	5.826	6.379	1.069	607	120	0	840
2020	6.407	6.998	1.171	18	1.720	1.243	736
2021	7.060	7.691	1.285	0	440	0	62
2022	7.761	8.432	1.407	250	220	580	610
2023	8.538	9.252	1.542	0	520	180	91
2024	9.410	10.171	1.692	0	120	0	47
2025	10.138	10.930	1.816	0	350	0	66
Growth/ Jumlah	10,5%	10,2%	10,0%	1.649	6.820	4.387	4.324

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 Tanjungpinang, Batam, Kabupaten Bintan, Kabupaten Karimun, Kabupaten Natuna, dan Kabupaten Anambasyang 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

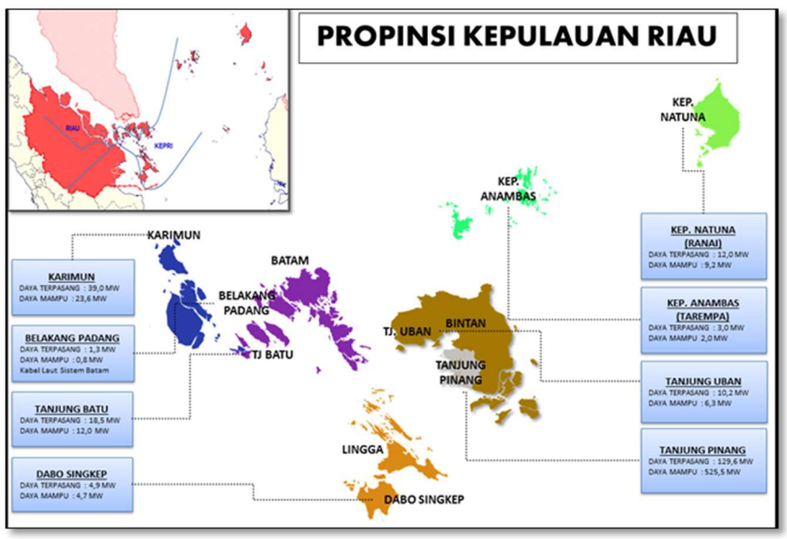
Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang erat antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah dengan partisipasi dunia usaha.KEK ini nantinya merupakan simpul-simpul dari pusat kegiatan ekonomi unggulan yang perlu didukung dengan infrastruktur yang berdaya saing internasional.

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 PLTG/MG Tokojo, PLTG/MG Dompak serta PLTU Galang Batang dengan kapasitast erpasang 122,15MW dengan daya mampu sebesar 55,5 MW sedangkan beban puncak saat ini yang telah mencapai 57,3 MW melalui jaringan 20 kV.

Daerah administratif yang juga berkembang pesat yaitu Kabupaten Karimun yang di supply dari Sistem Tanjung Balai Karimun. Sistem tersebut di pasok dari PLTD Bukit Carok dan PLTU TBK FTP 1 (1 x 7 MW) dengan Kapasitas terpasang total 37,17 MW dengan daya mampu 22.8 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 24,2 MW.

Sistem-Sistem isolated tersebar lainnya di provinsi Kepulauan Riau mempunyai kapasitas terpasang 77,11 MW dengan daya mampu 50,14 MW sedangkan beban puncak saat ini telah mencapai 36,95 MW. Adapun beberapa sistem besarnya ditunjukkan padaGambar di bawah ini.



Gambar A4.2. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

Sistem-sistem*isolated* di Provinsi Kepulauan Riau mempunyai 249 unit pembangkit kecil tersebar dengan kapasitas total 469 MW dan daya mampu 337.4 MW seperti terlihat pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Pembangkit *Isolated*

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	Tersebar WRKR	PLTD	HSD	PLN	87.5
2	KOTA LAMA	PLTD	HSD	PLN	23.9
3	AIR RAJA	PLTD	HSD	PLN	56.2
4	SUKABERENANG	PLTD	HSD	PLN	42.3

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
5	BUKIT CAROK	PLTU	Batubara	PLN	14.0
6	BUKIT CAROK	PLTD	HSD	PLN	22.2
7	AIR RAJA (SW)	PLTU	Batubara	PLN	30.0
8	BUKIT CAROK (SW)	PLTD	HSD	Sewa	22.2
9	AIR RAJA (SW)	PLTGB	HSD	Sewa	30.0
10	TANJUNG BATU (SW)	PLTBM	BIOMASS	Sewa	4.8
11	SUKABERENANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	42.3
12	AIR RAJA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	56.2
13	KOTA LAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23.9
Total					**455.45**

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 PLTG/MG.

Dengan beroperasinya sistem interkoneksi Batam-Bintan akan memperbaiki pasokan daya sub sistem Tanjung Pinang. Saat ini telah dilakukan *energizetest* untuk kabel laut dan GI Tanjung Uban, dengan rencana COD 2016.

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbunan Ekonomi Kepulauan Riau diperkirakan masih akan terus meningkat pada tahun mendatang, dimana target pertumbuhan ekonomi yang tinggi menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Kepualaun Riau. Maka Pemerintah Daerah perlu membantu memberikan kemudahan dalam pemberian perijinan, sedangkan PLN bertugas menyiapkan ketersediaan sarana Ketenagalistrikan.

Rencana pengembangan ekonomi tersebut, ditandai dengan akan dibangunnya kawasan-kawasan industri seperti Kawasan Industri Lobam, Galang Batang, Senggarang, Dompak dan Soma serta beberapa Kabupaten telah dicanangkan sebagai Kawasan Ekonomi Khusus.

Proyeksi Kebutuhan Listrik Provinsi Kepulauan Riau 2015-2024

Dari realisasi penjualan listrik PLNdalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 seperti pada Tabel A4.2.

Tabel A4.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2015	6.8	745	817	152	220,791
2016	7.2	812	888	165	235,882
2017	7.4	886	965	179	251,763
2018	7.5	968	1,051	195	268,530
2019	7.3	1,059	1,149	213	286,271
2020	7.3	1,160	1,258	233	305,141
2021	7.3	1,273	1,381	255	325,307
2022	7.3	1,401	1,518	280	346,940
2023	7.3	1,545	1,672	308	363,469
2024	7.3	1,707	1,847	340	383,303
Growth	7.3%	9.6%	9.5%	9.4%	6.3%

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 2025 dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit di sistem interkoneksi 150 kV dan sistem *isolated* total sekitar 257 MW. Rencana pengembangan pembangkit ditampilkan pada Tabel A4.3.

Tabel A4.3. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	TB. Karimun #2 (FTP1)	PLTU	PLN	7	2016	Konstruksi
2	Mobile PP Tanjung Pinang	PLTMG	Swasta	25	2017	Rencana
3	Dabo Singkep-1	PLTMG	Swasta	10	2018	Pengadaan
4	Natuna-2	PLTG/MG	Swasta	20	2018	Pengadaan
5	Tanjung Balai Karimun Peaker	PLTG/MG	Swasta	20	2018	Pengadaan
6	Tanjung Batu	PLTMG	Swasta	10	2018	Pengadaan
7	Tanjung Pinang	PLTMG	Swasta	50	2018	Pengadaan
8	Tanjung Batu-2	PLTMG	Swasta	10	2020	Commited
9	Tanjung Balai Karimun-1	PLTU	Unallocated	40	2020	Rencana
10	Dabo Singkep	PLTMG	Unallocated	20	2021	Rencana
11	Natuna-3	PLTG/MG	Unallocated	25	2021	Rencana
12	Tanjung Batu-3	PLTMG	Unallocated	30	2022/23	Rencana
13	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	1	2016-2025	Rencana
	Total			**268**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan sekitar 540 MVA kapasitas trafo, seperti diperlihatkan pada Tabel A4.4.

Tabel A4.4. Pengembangan GI 150 kV Baru

No	Gardu Induk	Tegangan	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Sri Bintan	150/20 kV	*New*	30	2016	Konstruksi
2	Air Raja	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
3	Kijang	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
4	Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang	150/20 kV	*New*	30	2018	Pengadaan
	TOTAL			**180**		
5	Tanjung Uban	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
6	Air Raja	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2018	Konstruksi
7	Air Raja	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
8	Tanjung Uban	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
9	Kijang	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
	TOTAL			**180**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 250 kms seperti ditampilkan dalam Tabel A4.5.

Tabel A4.5. Pembangunan SUTT 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tanjung Uban	Sri Bintan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2016	Konstruksi
2	Sri Bintan	Air Raja	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2016	Konstruksi
3	Air Raja	Kijang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2016	Konstruksi
4	Tj.Pinang/PLTMG Tj.Pinang	Air Raja	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2018	Commited
	Jumlah				**250**		

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 168 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 16,8 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 505 kms, JTR sekitar 2.101 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 142 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A4.6 berikut.

Tabel A4.6. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	50.6	155.9	13.7	5.974	5,8
2017	50.4	165.5	13.9	15.091	6,4
2018	50.3	175.7	14.0	15.881	6,6
2019	50.1	186.8	13.6	16.767	6,7
2020	49.9	198.5	14.2	17.741	7,0
2021	49.8	211.3	14.5	18.870	7,3
2022	49.7	225.3	14.4	20.166	7,5
2023	49.7	240.6	15.0	21.633	7,8
2024	49.7	257.3	14.1	16.529	7,5
2025	54.9	284.3	15.4	19.834	8,4
2016-2025	505.1	2,101.4	142.8	168.486	71,0

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 PLTG/MG sebesar 10 MW ditahun 2018 dan 25 MW di tahun 2021. Dengan beroperasinya PLTG/MG tersebut maka penggunaan PLTD di kepulauan Natuna dapat dihilangkan.

A4.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025adalah 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$)
2016	745	817	152	8	150	210	64,3
2017	812	888	165	25	-	-	23,9
2018	886	965	179	110	30	40	96,1
2019	968	1.051	195	-	60	-	8,8
2020	1.059	1.149	213	50	-	-	28,0
2021	1.160	1.258	233	45	-	-	38,8
2022	1.273	1.381	255	15	-	-	18,0
2023	1.401	1.518	280	15	-	-	18,3
2024	1.545	1.672	308	-	-	-	7,5
2025	1.707	1.847	340	-	120	-	12,6
Growth/ Jumlah	9,6%	9,5%	9,4%	268	360	250	316,3

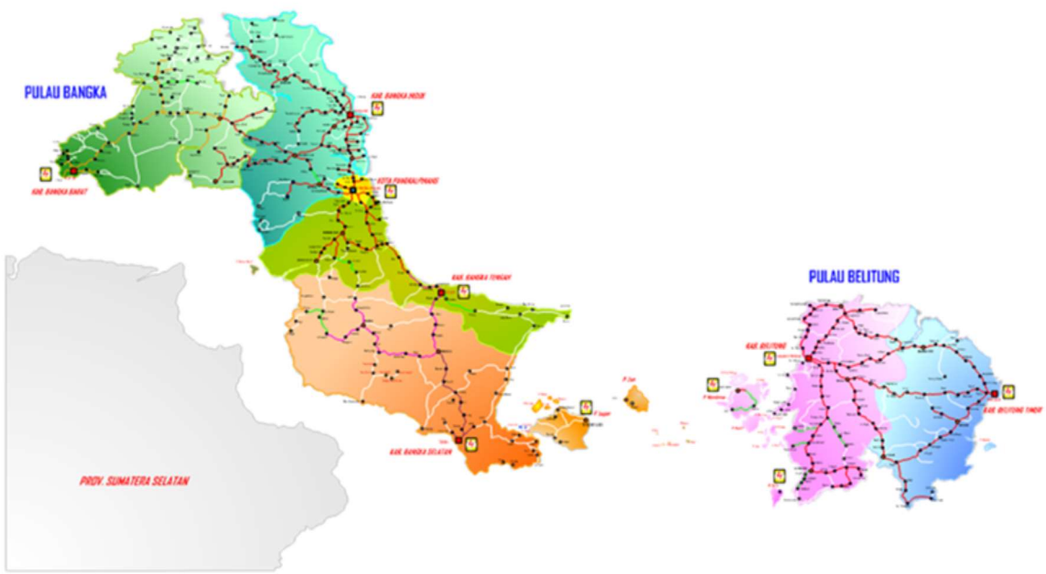
LAMPIRAN A.5
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KEPULAUAN BANGKA BELITUNG

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 PLTBm IPP, yaitu: PLTD Merawang, PLTD Mentok, PLTD Koba,PLTD Toboali, dan PLTBm IPP Listrindo. Pembangkit-pembangkit tersebut terinterkoneksi melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari 2 PLTD PLN,1PLTBm IPP dan 1 PLTBg IPP, yaitu: PLTD Pilang, PLTD Manggar, PLTBm IPP Belitung Energy dan PLTBg IPP PT Austindo Aufwind New Energy (PT AANE).
   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 304,5 MW. Tabel A5.1memperlihatkan 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)
1	PLTD Tersebar BABEL	PLTD	HSD	PLN	9.19
2	PLTD Tersebar (SW) BABEL	PLTD	HSD	Sewa	27
3	PLTU SUGE	PLTU	Batubara	PLN	16.5

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
4	PLTS PONGOK	PLTS	Surya	PLN	0.13
5	PLTU 3 BABEL	PLTU	Batubara	PLN	60
6	PLTD PILANG	PLTS	Surya	PLN	0
7	PLTS BUKU LIMAU	PLTS	Surya	PLN	0
8	PLTS CELAGEN	PLTS	Surya	PLN	0.08
9	PLTD PILANG	PLTD	HSD	PLN	27.44
10	PLTS GERSIK	PLTS	Surya	PLN	0
11	PLTU SUGE	PLTU	Batubara	PLN	-
12	PILANG ALTRAK	PLTS	Surya	PLN	-
13	PLTD MERAWANG	PLTD	HSD	PLN	42.3
14	PLTS BUKU LIMAU	PLTS	Surya	PLN	0.1
15	PLTS PULAU GERSIK	PLTS	Surya	PLN	0.0
16	PLTD MERAWANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	42.3
17	PLTD PILANG (SW)	PLTD	HSD	Sewa	27.4
18	PLTD AIR ANYIR SEWATAMA (SW)	PLTD	HSD	Sewa	52.0
Total					**304.48**

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 untukmelayani 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	576	70%
2	Komersil	130	17%
3	Publik	54	7%
4	Industri	45	6%
JUMLAH		805	100%

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 Bangka Belitungpada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A5.3

Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6,0	950	1.107	183	390.316
2017	6,5	1.056	1.228	203	401.932
2018	6,9	1.174	1.364	227	414.166
2019	7,3	1.311	1.520	254	427.126
2020	5,9	1.461	1.692	283	440.692
2021	5,9	1.632	1.887	317	455.020
2022	5,9	1.829	2.112	356	470.178
2023	5,9	2.060	2.376	402	486.273
2024	5,9	2.331	2.686	456	503.431
2025	5,9	2.652	3.053	520	521.887
Growth	6,2%	12,1%	11,9%	12,3%	3,3%

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

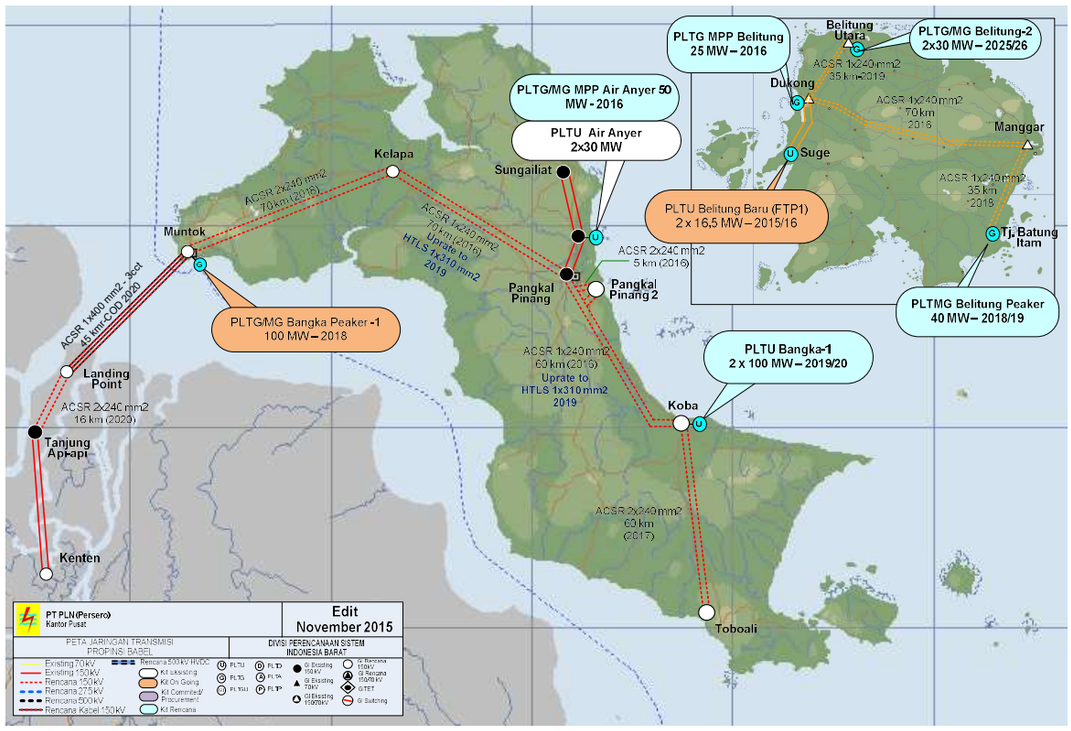
Sumber energi di Bangka Belitung untuk membangkitkan energi listrik sangat terbatas. Oleh sebab itu kebutuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik di Babel harus didatangkan dari luar wilayah berupa batubara, gas, dan BBM.

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. Perlunya peningkatan kepastian tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik di Provinsi Bangka Belitung sebagaimana yang sudah direncanakan.
2. 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 2025 adalah seperti ditampilkan pada Tabel A5.4. berikut. Potensi energi terbarukan di Provinsi Bangka Belitung antara lain Pembangkit Biomass/Biofuel sekitar 43.3 MW dan Pembangkit surya sekitar 20 MW. Untuk pembangkit surya operasinya bertahap sesuai dengan kemampuan sistem.

Tabel A5.4. Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP belitung	PLTG/MG	Swasta	25.0	2016	Konstruksi
2	Belitung Baru (FTP1) #2	PLTU	PLN	16.5	2016	Konstruksi
3	Mobile PP Bangka	PLTG/MG	Swasta	50.0	2016	Konstruksi
4	Belitung Peaker	PLTG/MG	Swasta	20.0	2018	Rencana
5	Bangka Peaker	PLTG/MG	Swasta	100.0	2018	Pengadaan
6	Belitung Peaker	PLTG/MG	Swasta	20.0	2019	Pengadaan
7	Bangka-1	PLTU	Swasta	200.0	2019/20	Rencana
8	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	43.4	2016-2025	Rencana
9	Pembangkit Surya tersebar	PLTS	Swasta	20.0	2016-2025	Rencana
	Total			**494.9**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2024diperlukan 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	Status
1	Kelapa	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	Koba	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
3	Manggar	70/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Toboali	150/20 kV	New	60,0	2017	Commited
5	Muntok	150/20 kV	New	60,0	2018	Konstruksi
6	PLTMG Belitung	70/20 kV	New	30,0	2018	Pengadaan
7	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70/20 kV	New	30,0	2018	Proposed
8	Pangkalan Baru/Pangkal Pinang 2	150/20 kV	New	60,0	2020	Rencana
	Total			**330,0**		
9	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
10	Kelapa	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
11	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
12	Manggar	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
13	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
14	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
15	Koba	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Commited
16	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
17	Sungailiat	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Commited
18	Pangkal Pinang/Kampak	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Commited
19	Air Anyir	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Commited
20	Pangkal Pinang	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
21	Sungai Liat	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
22	Bangka Landing Point (muntok)	150/20 kV	Ext	3 LB	2020	Rencana
23	Koba	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
24	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70/20 kV	Ext	30,0	2021	Rencana
25	Dukong	70/20 kV	Ext	30,0	2016	Konstruksi
	Total			**390,0**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 150 kV dan 70 kV, diperlukan pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV sepanjang 1.065 kms seperti ditampilkan pada Tabel A5.6.

Tabel A5.6. Pembangunan SUTT 150 kV & 70 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor		kms	COD	Status
1	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	2	cct, 2 Hawk	140	2016	Konstruksi
2	Kelapa	muntok	150 kV	2	cct, 2 Hawk	140	2018	Konstruksi
3	Pangkal Pinang	Koba	150 kV	2	cct, 1 Hawk	120	2016	Konstruksi
4	PLTMG Belitung Peaker/Tanjung Batu Itam	Manggar	70 kV	2	cct, 1 Hawk	70	2018	Pengadaan
5	Dukong	Belitung Utara	70 kV	2	cct, 1 Hawk	70	2019	Rencana
6	Dukong	Manggar	70 kV	2	cct, 1 Hawk	140	2016	Konstruksi
7	Koba	Toboali	150 kV	2	cct, 1 Hawk	120	2017	Rencana
8	Pangkal Pinang (Rekonduktoring)	Koba (Rekonduktoring)	150 kV	2	cct, HTLS 1x310 mm2	120	2019	Rencana
9	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150 kV	3	cct, XLPE CU 1x400 mm2 (Under Sea)	135	2020	Commited
10	Pangkal Pinang 2	Inc. 2Pi (Pangkal Pinang-Koba)	150 kV	2	cct, HTLS 1x310 mm2	10	2020	Rencana
	Jumlah					**1065**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 142 ribu pelanggan sampai dengan 2025 ataurata-rata 14,2 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan

pembangunan JTM 1.403 kms, JTR sepanjang 2.617 kms,gardu distribusi 176 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A5.7 berikut.

Tabel A5.7. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	238.9	404.5	13	11,023	14.6
2017	308.6	368.8	14	11,616	16.0
2018	190.8	196.3	15	12,234	10.7
2019	148.8	264.3	16	12,959	10.7
2020	102.5	229.3	17	13,567	9.2
2021	77.5	211.4	17	14,328	8.3
2022	78.8	215.5	18	15,158	8.6
2023	80.5	224.4	20	16,096	9.1
2024	82.6	235.5	22	17,158	9.7
2025	94.0	267.9	24	18,456	10.9
2016-2025	1,403	2,618	176	142,594	107.8

A5.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel A5.8.

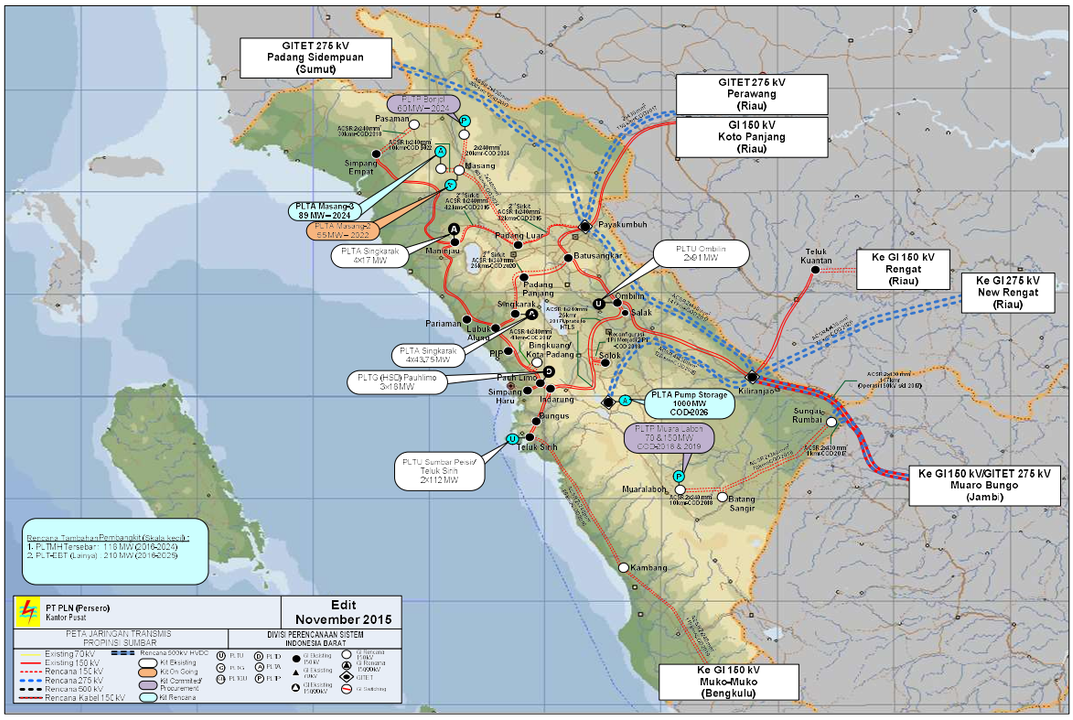
Tabel A5.8. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	950	1.107	183	95	120	400	182
2017	1.056	1.228	203	-	240	120	40
2018	1.174	1.364	227	160	120	210	193
2019	1.311	1.520	254	120	-	190	179
2020	1.461	1.692	283	100	60	145	321
2021	1.632	1.887	317	-	90	-	12
2022	1.829	2.112	356	-	-	-	9
2023	2.060	2.376	402	-	-	-	9
2024	2.331	2.686	456	-	120	-	15
2025	2.652	3.053	520	-	-	-	11
Growth/ Jumlah	12,1%	11,9%	12,3%	475	750	1.065	971

LAMPIRAN A.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikanProvinsi Sumatera Barat diluar kepulauan Mentawai berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui 16 Gardu Induk dengan kapasitas total 744 MVA dan beban puncak sebesar 512 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)
1	MANINJAU	PLTA	Hydro	PLN	68.0
2	BATANG AGAM	PLTA	Hydro	PLN	10.5
3	PAUH LIMO	PLTG	HSD	PLN	142.6
4	OMBILIN	PLTU	Batubara	PLN	190.0
5	SINGKARAK	PLTA	Hydro	PLN	175.0
6	TELUK SIRIH	PLTU	Batubara	PLN	224.0
7	PAUH LIMO (SW)	PLTD	HSD	Sewa	142.6
8	Tersebar Sumbar	PLTD	HSD	PLN	1.6
9	Tersebar (SW) Sumbar	PLTD	HSD	Sewa	1.3
10	PLTM Tersebar Sumbar	PLTM	Hydro	PLN	66.0
	Total				1021

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 (±260 km) dari GI Pauh Limo sebagai pemasok tenaga listrik daerah Pesisir Selatan.

Selain itu Solok Selatan juga masih sistem *isolated* dengan sumberdaya 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 energi 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	1,497	49,8
2	Komersial	412	13,7
3	Publik	252	8,4
4	Industri	844	28,1
Jumlah		3.005	100,0

Dari realisasi penjualan listrik lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatanrasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Sumatera Barat pada tahun 2016-2025 dapat dilihat pada Tabel A6.4.

Tabel A6.4 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,1	3.374	3.634	567	1.283.158
2017	7,6	3.659	3.936	654	1.365.829
2018	8,0	3.967	4.262	707	1.432.375
2019	8,6	4.292	4.606	756	1.496.696
2020	6,8	4.610	4.941	814	1.559.092
2021	6,8	4.887	5.232	859	1.595.829
2022	6,8	5.194	5.554	909	1.627.222
2023	6,8	5.509	5.886	961	1.649.920
2024	6,8	5.867	6.265	1.019	1.672.129
2025	6,8	6.236	6.683	1.084	1.693.848
Growth	**7,2%**	**7,1%**	**7,0%**	**7,5%**	**3,1%**

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.

Menurutinformasi 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

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik hingga tahun 2025 direncanakan pengembangan pembangkit di Sumatera Barat berkapasitastotal 759,8 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	Status
1	Manggani	PLTM	Swasta	1.2	2016	Konstruksi
2	Guntung	PLTM	Swasta	4.0	2017	Konstruksi
3	Induring	PLTM	Swasta	2.0	2017	Konstruksi
4	Lintau I	PLTM	Swasta	9.0	2017	Konstruksi
5	Lubuk Sao II	PLTM	Swasta	2.6	2017	Konstruksi
6	Muara Laboh (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2018/19	Konstruksi
7	Batang Anai-1	PLTM	Swasta	3.0	2019	Commited
8	Batang Sumpur	PLTM	Swasta	7.6	2019	Commited
9	Gumanti III	PLTM	Swasta	6.5	2019	Commited
10	Muara Sako	PLTM	Swasta	3.0	2019	Commited
11	Sangir Hulu	PLTM	Swasta	10.0	2019	Commited
12	Siamang Bunyi	PLTM	Swasta	1.7	2019	Commited
13	Sikarbau	PLTM	Swasta	2.0	2019	Commited
14	Tuik	PLTM	Swasta	6.3	2019	Commited
15	Pelangai Hilir	PLTM	Swasta	3.6	2020	Commited
16	Pelangai Hulu	PLTM	Swasta	9.8	2020	Commited
17	Masang-2 (FTP2)	PLTA	PLN	52.0	2022	Commited
18	Bonjol (FTP2)	PLTP	Swasta	60.0	2024	Commited
19	Masang-3	PLTA	PLN	89.0	2024	Rencana
20	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	51.6	2016-2025	Rencana
21	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	205.0	2016-2025	Rencana
22	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10.0	2016-2025	Rencana
	Total			**759.8**		

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
1	Salido Kecil	Pessel	0.60	2012	Operasi
2	Mangani	50 kota	1.17	2013	Konstruksi
3	Napal Melintang	Kerinci	0.58	2013	Konstruksi
4	Lubuk Gadang	Solok SItn	7.50	2013	Konstruksi
5	Guntung	Agam	4.00	2015	Konstruksi
6	Lubuk Sao II	Agam	2.60	2015	Konstruksi
7	Bayang	Pessel	4.50	2015	Sudah PPA
8	Tarusan	Pessel	3.20	2015	Sudah PPA
9	Lintau 1	Tanah Datar	9.00	2015	Sudah PPA
10	Gumanti-3	Solok	6.45	2015	Sudah PPA
11	Induring	Pessel	1.20	2015	Sudah PPA
12	Batang Sumpur	Pasaman	8.00	2016	Proses PL
13	Bukit Cubadak	50 kota	9.21	2016	Proses PL
14	Patimah	Pasaman	2.80	2016	Proses PL
15	Sianok Duku	Agam	6.60	2016	Proses PL
16	laruang Gosan	50 kota	4.00	2016	Proses PL
17	Siamang Bunyi	50 kota	1.70	2016	Proses PL
18	Pinti Kayu	Solok	10.00	2016	Proses PPA
19	Batang Anai	Pd Pariaman	3.20	2016	Proses PPA
20	Batang Sangir	Solok SItn	10.00	2017	Proses PPA
21	Hydro power	Solok SItn	10.00	2017	Proses PPA
22	Sangir 1	Solok SItn	10.00	2017	Proses PPA
23	Sungai Garam Hydro	Solok SItn	10.00	2017	Proses PPA
24	Gunung Tujuh	Kerinci	8.00	2017	Proses PPA
25	Tuik	Pessel	6.42	2016	Proses PPA
26	Muara Sako	Pessel	3.00	2016	Proses PPA
27	Kerambil	Pessel	1.40	2016	Proses PPA
28	Gumanti 1	Solok	4.00	2016	Proses PPA
29	Batang Samo	50 kota	7.00	2016	Proses PPA
30	Alahan Panjang	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
31	Kambahan	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
32	Rabi Jonggor	Pasaman Brt	9.50	2016	Proses PPA
33	Sungai Aur	Pasaman Brt	2.30	2016	Proses PPA
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 2025 berupa GI 275 kV dan GI 150 kV yang diperlihatkan pada Tabel A6.8 dan Tabel A6.9.

Tabel A6.8 Pembangunan GI 275 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
2	Payakumbuh	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
3	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	250	2017	Commited
	Total			**1000.00**		
4	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Kiliranjao	275/150 kV	Ext	250	2017	Commited
6	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
7	Sungai Rumbai	275/150 kV	Ext	250	2018	Pengadaan
8	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
	Total			**500.00**		

Tabel A6.9 Pengembangan GI 150 kV Baru

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kambang	150/20 kV	New	30	2016	Operasi
2	Bingkuang	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Batang Sangir (Muaro Laboh)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
4	Pasaman	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
5	Masang	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
6	Sungai Rumbai	150/20 kV	New	30	2017	Commited
7	Muaralabuh / Btg. Sangir (New)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
8	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
9	Payakumbuh	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
10	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	250	2017	Commited
	Total			**360**		

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
11	Teluk Sirih	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
12	Maninjau	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
13	Padangluar	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
14	Payakumbuh	150 kV	Ext	1 LB	2016	Konstruksi
15	Sungai Rumbai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
16	Batang Sangir (Muaro Laboh)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
17	Simpang Empat	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
18	Solok	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
19	Singkarak	150 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
20	Batu Sangkar	150 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
21	Masang	150 kV	Ext	2 LB	2024	Commited
22	Payakumbuh	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Commited
23	Simpang empat	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
24	PIP	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
25	Payakumbuh	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
26	Padang luar	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
27	Kiliranjao	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
28	Padang panjang	150/20 kV	Ext	60	2018	Proposed
29	Kambang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
30	PLTU Teluk Sirih	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
31	Bangko	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
32	GIS Simpang haru	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
33	Pariaman	150/20 kV	Ext	30	2016	Konstruksi
34	Maninjau	150/20 kV	Ext	60	2017	Commited
35	Kiliranjao	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
36	Bungus	150/20 kV	Ext	30	2018	Konstruksi
37	Bungus	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
38	Batusangkar	150/20 kV	Uprate	1 TB	2016	Konstruksi
39	PIP	150/20 kV	Ext	60	2017	Commited
40	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	60	2024	Rencana
41	Payakumbuh	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
42	Pariaman	150/20 kV	Uprate	60	2021	Pengadaan
43	Kambang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
44	Payakumbuh	150 kV	Ext	2 LB	2023	Commited
45	Kambang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
46	Salak	150/20 kV	Uprate	60	2021	Rencana
47	Padang luar	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
48	GIS/Bangkinang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
49	Pauh Limo	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
50	Lubuk Alung	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
51	Solok	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
52	Kambang	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
53	Kiliranjao	275/150 kV	Ext	250	2017	Commited
54	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
55	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Commited
56	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Commited
57	Sungai Rumbai	275/150 kV	Ext	250	2023	Rencana
58	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
	Total			**1790**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GI 275 & 150kV, 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	Status
1	New Padang Sidempuan	Payakumbuh	275 kV	2	cct, 2 Zebra	600	2017	Konstruksi
2	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2	cct, 2 Zebra	282	2017	Konstruksi
3	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275 kV	2	cct, 2 Zebra	1	2017	Commited
	Jumlah					**883**		

Tabel A6.11 Pembangunan Transmisi 150 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	PLTU Sumbar Pesisir/Teluk Sirih	Kambang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2016	Operasi
2	Maninjau	Padang Luar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	42	2016	Konstruksi
3	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	32	2016	Konstruksi
4	GI Bingkuang	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2017	Rencana
5	Sungai Rumbai	Batang Sangir	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2018	Rencana
6	Batang Sangir	PLTP Muara Laboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2018	Rencana
7	Pasaman	Simpang Empat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2018	Rencana
8	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2018	Rencana
9	Singkarak	Batusangkar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkit)	25	2020	Konstruksi
10	Masang 2	Padang Luar	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2022	Rencana
11	Masang-3	Masang 2	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2024	Commited
12	Masang 2	PLTP Bonjol	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2024	Rencana
	Jumlah				**609**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 475 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025, atau rata-rata 47,5 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 4.200 kms, JTR sekitar 4.129 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 715 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A6.12.

Tabel A6.12 Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	433.9	408.4	66	64,156	31.6
2017	418.3	451.8	68	82,671	33.2
2018	419.9	427.9	76	66,547	33.2
2019	428.1	416.4	78	64,321	33.7
2020	421.3	417.2	78	62,395	33.3
2021	419.5	401.0	72	36,737	30.6
2022	415.3	395.5	75	31,393	30.7
2023	409.4	391.6	64	22,699	28.0
2024	404.5	396.9	67	22,209	28.4
2025	429.9	421.9	71	21,719	30.1
2016-2025	4,200.1	4,128.6	715	474,846	312.8

A6.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Sumatera Barat sampai tahun 2025 diberikan padaTabel A6.13

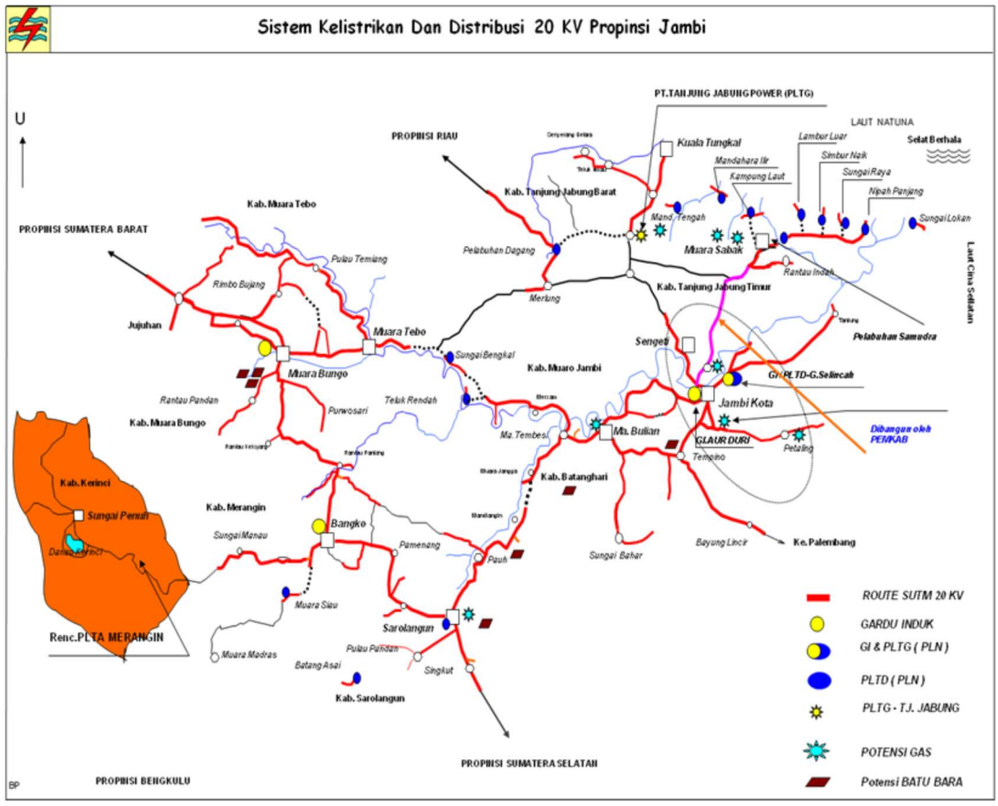
Tabel A6.13 Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	3.374	3.634	567	1	330	234	88
2017	3.659	3.936	654	18	1.790	891	500
2018	3.967	4.262	707	80	270	222	260
2019	4.292	4.606	756	190	0	0	494
2020	4.610	4.941	814	13	0	25	73
2021	4.887	5.232	859	0	120	0	35
2022	5.194	5.554	909	73	120	80	178
2023	5.509	5.886	961	61	370	0	176
2024	5.867	6.265	1.019	174	120	40	366
2025	6.236	6.683	1.084	150	90	0	410
Growth/ Jumlah	7,1%	7,0%	7,5%	760	3.210	1.492	2.581

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 338 MW dan dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dengan 6 GI, yaitu GI Aur Duri, GI Payo Selincah,GI Muara Bulian,GI Muara Bungo,GI Bangko, dan GI Sei Gelam, dan terdapat 3 GI rencana di tahun 2016 akan beroperasi yaitu GI Sabak, Sarolangun, dan New Aurduri. Peta jaringan distribusi Provinsi Jambi seperti ditunjukkan pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Distribusi di Provinsi Jambi

Kapasitas pembangkit *eksisting* di Provinsi Jambi adalah sekitar 1186,8 MW seperti ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	SUNGAI GELAM	PLTMG	GAS	PLN	116.7
2	PAYO SELINCAH	PLTMG	GAS	PLN	164.8
3	PAYO SELINCAH	PLTG	GAS	PLN	164.8
4	BATANG HARI	PLTG	GAS	PLN	60.0
5	SUNGAI GELAM	PLTG	GAS	PLN	116.7
6	SUNGAI GELAM (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	116.7
7	PAYO SELINCAH (SW)	PLTG	GAS	Sewa	164.8

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
8	PAYO SELINCAH (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	164.8
9	SUNGAI GELAM (SW)	PLTG	GAS	Sewa	116.7
10	Tersebar S2JB	PLTD	IDO	PLN	0.9
	Total				1186.8

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	966	65,9
2	Komersil	287	19,6
3	Publik	103	7,0
4	Industri	111	7,5
Jumlah		1.467	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 2016–2025 dapat dilihat pada Tabel A7.3.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,5	1.879	2.091	410	775.746
2017	9,7	2.131	2.368	463	807.869
2018	10,2	2.437	2.703	527	851.351
2019	10,9	2.805	3.105	603	893.937
2020	8,7	3.149	3.479	673	941.027
2021	8,7	3.516	3.878	748	967.741
2022	8,7	3.918	4.314	829	987.338
2023	8,7	4.365	4.800	920	1.007.162
2024	8,7	4.861	5.340	1.020	1.027.261
2025	8,7	5.412	5.946	1.131	1.047.657
Growth	9,1%	12,5%	12,3%	11,9%	3,4%

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 2025di 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 2.021 MW seperti ditampilkan pada Tabel A7.4.

Tabel A7. 4 Pengembangan Pembangkit

No.	PROYEK	JENIS	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP Sumbagselteng/ T.Jabung	PLTG/MG	Swasta	75.0	2016	Konstruksi
2	Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU	PLN	30.0	2017	Konstruksi
3	Jambi Peaker	PLTGU/MG	Swasta	100.0	2018	Pengadaan
4	Jambi	PLTU	Swasta	1,200.0	2019	Rencana
5	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP	PLN	110.0	2020 & 2022	Commited
6	Merangin	PLTA	Swasta	350.0	2022	Rencana
7	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	20.7	2016-2025	Rencana
8	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	15.0	2016-2025	Rencana
9	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	110.0	2016-2025	Rencana
10	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10.0	2016-2025	Rencana
Jambi Total				**2,020.7**		

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Sampai dengan tahun 2025 diperlukan pengembangan seperti pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

Tabel A7.5. Pengembangan GI 275 dan 500 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Muaro Bungo	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
2	Bangko	275/150 kV	New	250	2016	Konstruksi
3	New Aurduri	275/150 kV	New	250	2016	Pelelangan
4	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	New	500	2018	Rencana
				1,250		
5	Muaro Bungo	275/150 kV	Ext	250	2016	Commited
6	Bangko	275 kV	Ext	Reac	2016	Konstruksi
7	Bangko	275/150 kV	Ext	250	2016	Commited
8	New Aurduri	275/150 kV	Ext	250	2016	Pelelangan
9	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	Ext	500	2019	Rencana
10	New Aurduri	275/150 kV	Ext	1000	2025	Rencana
11	New Aurduri	275/150 kV	Ext	TB	2018	Rencana
12	Muara Enim	500 kV	Ext	2 LB	2019	Commited
13	New Aurduri/Jambi 2	500 kV	Ext	2 LB	2019	Commited
	TOTAL			**2,250**		

Tabel A7.6. Pengembangan GI 150 kV

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Sungai Penuh	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
2	New Aurduri	150/20 kV	New	60,0	2016	Konstruksi
3	Muara Sabak	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
4	Sarolangun	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
5	Tebo	150/20 kV	New	60,0	2016	Commited
6	Kuala Tungkal	150/20 kV	New	30,0	2018	Proposed
7	GIS Kota Jambi	150/20 kV	New	60,0	2020	Rencana
8	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	New	30,0	2020	Rencana
9	PLTP Sungai Penuh	150/20 kV	New	30,0	2020	Rencana
10	Kotoroyo	150/20 kV	New	60,0	2025	Rencana
11	Merangin	150/20 kV	New	30,0	2022	Commited
12	Kotorato	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
	Total			**510,0**		
13	Bangko	150/20 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
14	Muara Bulian	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
15	Sei gelam	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Commited
16	New Aurduri/Seibertam	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Commited
17	Payoselincah (line Bay GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
18	Sei Gelam	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
19	Sei Gelam	150 kV	Ext	2 LB	2019	Commited
20	Muara Sabak	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
21	Kuala Tungkal	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
22	Sungai Penuh	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
23	Tebo	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
24	Sarolangun	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
25	Sungai Penuh	150/20 kV	Ext	30,0	2017	Konstruksi
26	Muaro bungo	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
27	Sei Gelam	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
28	Tebo	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Pengadaan
29	Aur duri	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Commited
30	Muara Sabak	150/20 kV	Ext	60,0	2018	Proposed
31	Muara Bungo	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
32	Payoselincah	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
33	Bangko	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Proposed
34	Aurduri	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
35	New Aur Duri	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
36	Muara Bungo	150/20 kV	Uprate	60,0	2020	Rencana
37	Sarolangun	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
38	Kotarayo	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
39	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
40	Kuala Tungkal	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
	Total			**930,0**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan Sistem Sumatera diperlukan pengembangan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

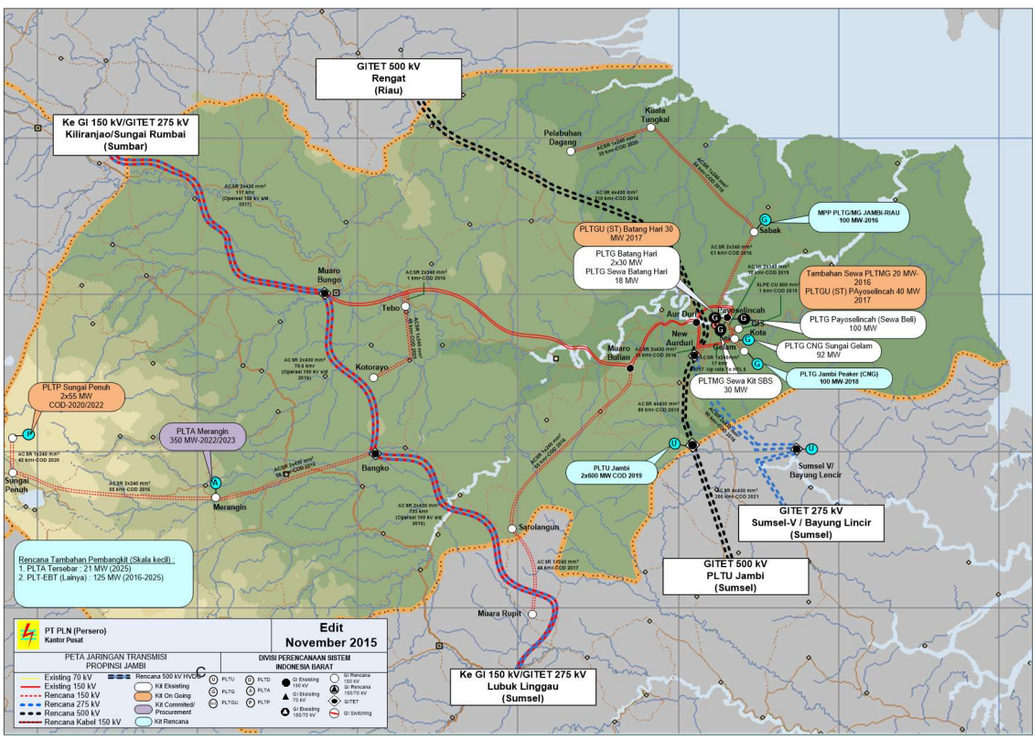
Tabel A7.7. Pembanguan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tebo	Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian)	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	1	2016	Commited
2	Bangko	PLTA Merangin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	136	2016	Konstruksi
3	PLTA Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2016	Konstruksi
4	New Aur Duri	2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2016	Konstruksi
5	Muara Sabak	Inc. 1 Pi (Payo Selincah - Aur Duri)	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	121.6	2016	Konstruksi
6	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2016	Konstruksi
7	New Aur Duri (rekonduktoring)	Sei Gelam (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	34	2017	Commited
8	Sei gelam	Jambi Peaker	150 kV	2 cct, 2 Hawk	10	2017	Commited
9	GIS Kota Jambi	Inc. 2 Pi (Payoselincah-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	2	2018	Rencana
10	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	108.8	2018	Rencana
11	Payo Selincah	Sei Gelam	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm2	20	2019	Rencana
12	Pelabuhan Dagang	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2020	Rencana
13	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 Hawk	84	2020	Rencana
14	Tebo	Kotorayo	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2025	Rencana
	Jumlah				**937**		

Tabel A7.8. Pembangunan Transmisi 275 dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	New Aurduri	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2016	Konstruksi
2	New Aurduri/Jambi 2	Peranap/Riau 1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	420	2018	Pengadaan
	Jumlah				**540**		

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 barusebanyak 427 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 42,9 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 5.585 kms.JTR sekitar 1.879 kms dan

tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 449 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A7.9.

Tabel A7.9. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	339,7	177,4	35	126.208	25,3
2017	386,9	186,0	36	37.979	21,8
2018	437,3	180,5	37	49.439	24,1
2019	493,9	189,5	40	48.644	26,4
2020	528,2	184,3	41	49.741	27,8
2021	573,2	185,1	41	29.811	28,2
2022	620,7	184,8	46	20.962	30,1
2023	671,7	191,5	52	21.201	33,0
2024	726,3	189,5	57	21.484	35,7
2025	807,9	210,2	63	21.792	39,6
2016-2025	5.585,8	1.879,0	449	427.260	292,0

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	PLTG/MG	7.2	Swasta
	Total		22.5	

Untuk penyediaan listrik jangka panjang dan sekaligus memperbaiki biaya pokok penyediaan listrik pada sistem *isolated* direncanakan di interkoneksi dengan *Grid* Sumatera.

A7.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Jambisampai tahun 2025 diberikan padaTabel A7.11

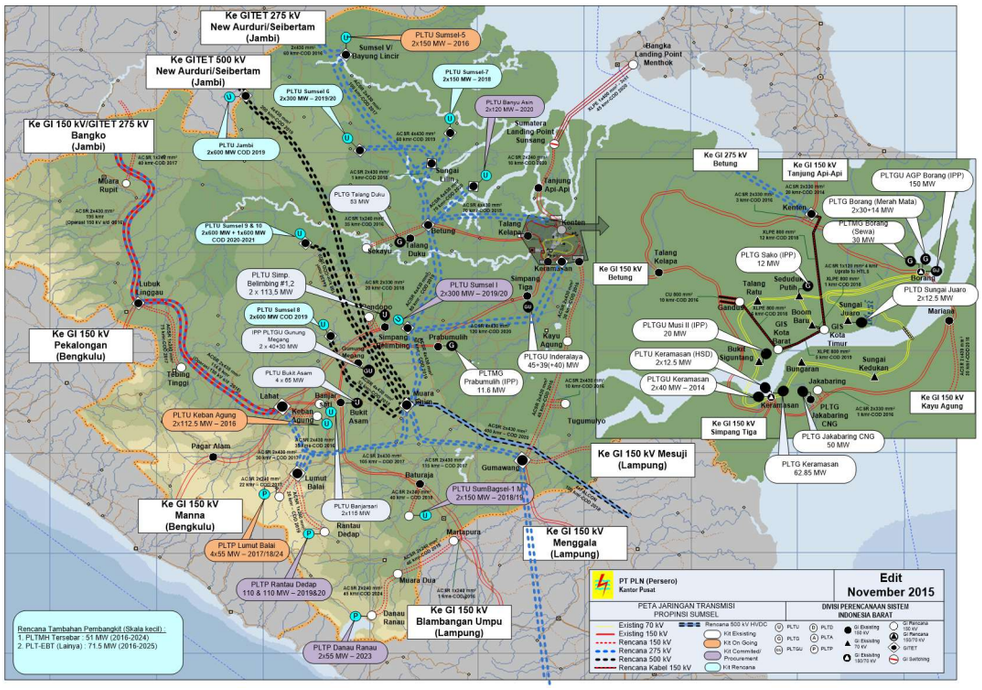
Tabel A7.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	1.879	2.091	410	90	1.830	649	364,8
2017	2.131	2.368	463	30	30	44	64,5
2018	2.437	2.703	527	110	590	531	383,7
2019	2.805	3.105	603	1.200	680	20	1.642,1
2020	3.149	3.479	673	55	420	154	172,2
2021	3.516	3.878	748	-	60	-	30,3
2022	3.918	4.314	829	230	90	-	403,3
2023	4.365	4.800	920	175	-	-	295,5
2024	4.861	5.340	1.020	-	120	-	39,9
2025	5.412	5.946	1.131	131	1.120	80	352,2
Growth/ Jumlah	12,5%	12,3%	11,9%	2.021	4.940	1.477	3.748,5

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 889MW 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 Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PT ASTA KRAMASAN ENERGI (SEWA) (SW)	PLTD	MFO	Sewa	65.0
2	TALANG DUKU	PLTG	GAS	PLN	77.6
3	JAKA BARING	PLTG	GAS	PLN	60.0
4	BUKIT ASAM	PLTU	Batubara	PLN	260.0
5	MERAH MATA LM 2000 (EX T. DUKU)	PLTG	GAS	PLN	14.0
6	KERAMASAN (G)	PLTMG	GAS	PLN	220.9
7	SUNGAI JUARO	PLTD	IDO	PLN	25.0
8	INDERALAYA	PLTGU	GAS	PLN	125.0
9	INDERALAYA	PLTG	GAS	PLN	125.0
10	KERAMASAN (G)	PLTG	GAS	PLN	220.9
11	KERAMASAN (G)	PLTGU	GAS	PLN	220.9
12	TALANG DUKU (SW)	PLTG	GAS	Sewa	77.6
13	INDERALAYA (SW)	PLTG	GAS	Sewa	125.0
14	BORANG (G) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	67.2
15	KERAMASAN (G) (SW)	PLTG	GAS	Sewa	220.9
16	KERAMASAN (G) (SW)	PLTMG	GAS	Sewa	220.9
17	PLTM Tersebar S2JB	PLTM	Hydro	PLN	1.6
	Total				**2,127.3**

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 22GI dengan total kapasitas trafo 1521 MVA, terdiri dari 7 GI 70/20kV dan 15 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	100,0

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 2016 – 2025 seperti pada Tabel A8.3.

Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6,8	5.185	5.185	1.029	1.727.229
2017	7,3	5.805	5.805	1.139	1.832.387
2018	7,8	6.527	6.527	1.266	1.935.344
2019	8,3	7.378	7.378	1.416	2.036.133
2020	6,6	8.166	8.166	1.549	2.139.978
2021	6,6	9.000	9.000	1.689	2.203.908
2022	6,6	9.889	9.889	1.836	2.238.475
2023	6,6	10.868	10.868	1.996	2.273.442
2024	6,6	11.943	11.943	2.170	2.308.898
2025	6,6	13.133	13.133	2.362	2.344.997
Growth	7,0%	10,9%	10,9%	9,7%	3,5%

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan pembangunan sarana pembangkit,Transmisi, dan distribusi sebagai berikut.

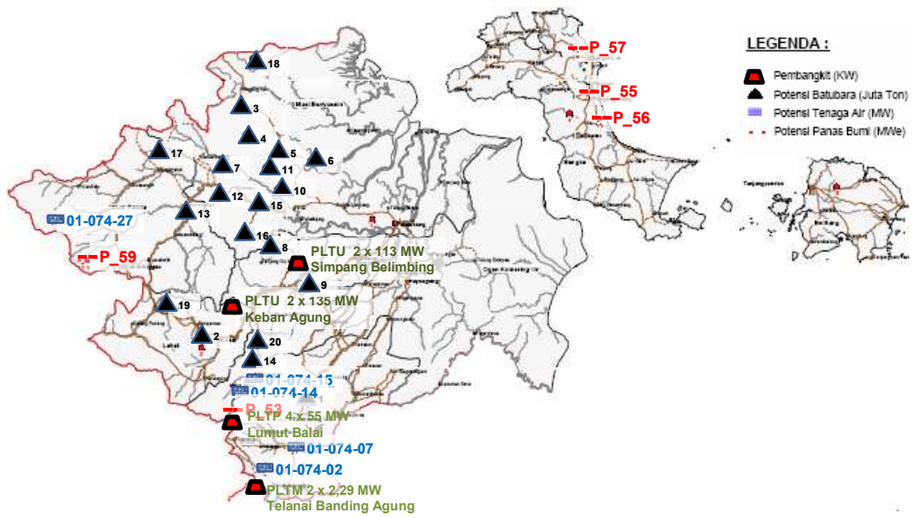
Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di provinsi ini sangat banyak berupa batubara, gas bum, 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 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 3.648 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A8.5.

Tabel A8.5. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Keban Agung	PLTU	Swasta	225	2016	Konstruksi
2	Sumsel-5 (Bayung Lencir)	PLTU	Swasta	300	2016	Konstruksi
3	Lumut Balai (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2017/18 & 2024	Commited
4	Komering	PLTM	Swasta	1.4	2018	Konstruksi
5	Sumbagsel-1	PLTU	Swasta	300	2018/19	Konstruksi
6	Sumsel-7	PLTU	Swasta	300	2018	Rencana
7	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP	Swasta	220	2019/20	Commited
8	Sumsel-1	PLTU	Swasta	600	2019	Commited
9	Sumsel-6	PLTU	Swasta	600	2019/20	Rencana
10	Banyuasin	PLTU	Swasta	240	2020	Rencana
11	Danau Ranau (FTP2)	PLTP	Swasta	110	2023	Commited
12	Sumatera-1	PLTGU	Unallocated	400	2024	Rencana
13	Lahat	PLTM	Swasta	9.99	2025	Konstruksi
14	Niagara	PLTM	Swasta	1.7	2025	Konstruksi
15	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	6.5	2016-2025	Rencana
16	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	65	2016-2025	Rencana
17	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	38.02	2016-2025	Rencana
18	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10	2016-2025	Rencana
	SUMSEL Total			**3,648**		

PLTU Jambi dengan kapasitas 2x600 MW, titik koneksi SUTET 500 kV ke Muara Enim dan New Aur Duri, di Provinsi Sumatera Selatan dan/atau Jambi akan dilaksanakan oleh swasta (IPP).

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 iniakan 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 3.190 MVA sampai dengan tahun 2025 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	Status
1	Muara Rupit	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
2	Kenten	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Sekayu	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
4	Gandus	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
5	Tebing Tinggi	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
6	Jakabaring	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
7	Kayu Agung	150/20 kV	New	60	2016	Commited
8	Tugumulyo	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
9	Pendopo	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Muara Dua	150/20 kV	New	60	2018	Commited

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
11	Lumut Balai	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Martapura	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
13	GIS Kota Barat	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
14	GIS Kota Timur	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
15	GIS Kota Timur	150/70 kV	New	100	2018	Rencana
16	Sungai Lilin	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
17	Landing Point Sumatera-Bangka	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
	TOTAL			**850**		
18	Bukit Asam	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
19	Betung	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
20	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
21	Lahat	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
22	Lubuk Linggau	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
23	Jakabaring	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
24	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
25	Kayu Agung	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
26	Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2016	Commited
27	Martapura	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
28	Gandus	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
29	kenten	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
30	Baturaja	150 kV	Ext	2 LB	2018	Commited
31	Muara Dua	150 kV	Ext	2 LB	2023	Commited
32	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
33	Tanjung Api-Api/Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
34	Prabumulih	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
35	Pagar Alam	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
36	Lubuk Linggau	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
37	Lahat	150/20 kV	Uprate	30	2016	Konstruksi
38	Gumawang	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
39	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
40	Baturaja	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
41	Mariana	150/20 kV	Uprate	60	2017	Commited
42	Betung	150/20 kV	Uprate	60	2017	Commited
43	Pagar Alam	150/20 kV	Ext	60	2016	Konstruksi
44	Lahat	150/20 kV	Uprate	60	2016	Konstruksi
45	Talang Kelapa	70/20 kV	Ext	30	2016	Pengadaan
46	Seduduk Putih	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
47	Prabumulih	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
48	Bukit Siguntang	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
49	Borang	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
50	Betung	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
51	Mariana	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
52	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
53	Tebing Tinggi	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
54	Simpang Tiga	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
55	Sekayu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
56	Kayu Agung	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
57	Gunung Megang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
58	Kenten	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
59	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
60	Borang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
61	Pendopo	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
62	Muara Rupit	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
63	Martapura	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
64	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
65	GIS Kota Barat	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
66	Kenten	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
67	Gandus	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
68	Tanjung Api-Api	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
69	Talang Kelapa	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
70	Muara Rupit	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
71	Baturaja	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
72	Tebing Tinggi	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
73	Sungai Lilin	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
74	Betung	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
	TOTAL			**2430**		

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. Satsiun konverter dan SUTET HVDC menghubungkan sistem Sumatera dan Jawa.

Tabel A8.7. Pengembangan GI 275 kV,500 kV, dan 500 kV HVDC

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Lubuk Linggau	275/150 Kv	New	250	2016	Konstruksi
2	Lahat	275/150 kV	New	1000	2016	Konstruksi
3	Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5	275 kV	New	4 LB	2016	Konstruksi
4	Betung	275/150 kV	New	250	2016	Commited
5	Gumawang	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
6	Lumut Balai	275/150 kV	New	500	2017	Commited
7	Sungai Lilin	275/150 kV	New	250	2018	Rencana
8	Palembang-1/Palembang Utara	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
9	PLTU Sumsel-1	275/150 kV	New	2 LB	2019	Commited
10	Muara Enim	275 kV	New	6 LB	2017	Pengadaan
11	Muara Enim/Sumsel 1	500/275 kV	New	500	2019	Rencana
12	Palembang-2 / Palembang Tenggara	275/150 kV	New	500	2019	Pengadaan
13	PLTU Jambi *)	500 KV	New	2 LB	2019	Commited
	TOTAL			**4250**		
14	Lubuk Linggau	275 kV	Ext	Reac	2016	Konstruksi
15	Lubuk Linggau	275/150 kV	Ext	250	2016	Commited
16	Lahat	275/150 kV	Ext	500	2016	Commited
17	Betung	275/150 kV	Ext	250	2017	Commited
18	Lahat	275 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
19	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
20	Sungai Lilin	275 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
21	Sungai Lilin	275 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
22	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
23	PLTU Sumsel-1	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana

*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2

No	GARDU INDUK	TEGANGAN	NEW/ EXTENSION	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
24	Muara Enim	275 kV	Ext	TB	2019	Rencana
25	Lumut Balai	275 kV	Ext	250	2019	Commited
26	Gumawang	275/150 kV	Ext	250	2019	Rencana
27	Gumawang	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
28	Betung	275/150 kV	Ext	2 LB	2020	Commited
29	PLTU Sumsel-1	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
30	Muara Enim/Sumsel 1	500 kV	Ext	500	2021	Rencana
	TOTAL			1500		

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	Status
1	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2017	Commited
2	Betung (rekonduktoring)	Talang Kelapa (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 2x310 mm2	110	2017	Rencana
3	Kenten	Inc. 2 Pi (Talang Kelapa - Borang)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	1	2016	Konstruksi
4	Kenten	Tx. Tanjung Api-Api	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	2	2016	Konstruksi
5	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2016	Konstruksi
6	Gandus	Inc. 2 Pi (Keramasan - Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	20	2016	Konstruksi
7	Lahat	PLTU Keban Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	70	2016	Konstruksi
8	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	150	2017	Konstruksi
9	Jakabaring	Inc. 2 Pi (Keramasan - Mariana)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	2	2016	Konstruksi
10	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2016	Konstruksi
11	Kayu Agung	Gumawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	2016	Konstruksi
12	Tugumulyo	Inc. 2 Pi (Kayu Agung - Gumawang)	150 kV	4 cct, 2 Zebra	40	2019	Rencana
13	Pendopo	Inc. 2 Pi (Lahat - Simpang Belimbing)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm2	40	2018	Rencana
14	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2016	Konstruksi
15	Tanjung Api-Api	Sunsang (Sumatera Landing Point)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Rencana
16	Muara Dua	Martapura	150 kV	2 cct, 2 Hawk	92	2018	Rencana
17	PLTP Lumut Balai	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	44	2017	Pengadaan
18	Gandus	GIS Kota Barat	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	6	2018	Rencana
19	Kenten	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	12	2018	Rencana
20	Boom Baru	GIS Kota Timur	70 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	1	2018	Rencana
21	GIS Kota Barat	GIS Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm2	5	2019	Rencana
22	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2018	Commited
23	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2023	Commited
24	PLTP Rantau dadap	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2019	Commited
	Total				**1,127**		

Tabel A8.9. Pembanguan Transmisi 275 kV, 500 kV, dan 500 kV DC

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Lahat	Muara Enim	275 kV	2 cct, 2 Zebra	210	2017	Commited
2	Muara Enim	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	230	2017	Commited
3	Lumut Balai	Inc.2 Pi (Lahat-Muara Enim)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2017	Commited
4	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	200	2016	Konstruksi
5	Sungai Lilin	Inc. 2pi (Betung-Sumsel-5)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	2	2018	Rencana
6	Betung	GITET Palembang - 1/Palembang Utara	275 kV	2 cct, 4 Zebra	140	2019	Rencana
7	Sumsel-6	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2019	Commited
8	Sumsel-7	Sungai Lilin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2018	Commited
9	PLTU Sumsel-1	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2019	Commited
10	Muara Enim	PLTU Sumsel-1	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2019	Commited
11	PLTU Banyuasin	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2020	Commited
12	Sumsel-1	GITET Palembang - 2/Palembang Tenggara	275 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2020	Rencana
13	Muara Enim/Sumsel 1	PLTU Jambi *)	500 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2019	Commited
14	PLTU Jambi *)	New Aur Duri/ Jambi 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2019	Commited
	Total				**2.162**		

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.

*) PLTU Jambi terkoneksi ke GITET Muara Enim/Sumsel 1 dan New Aur Duri/Jambi 2

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diperlukan tambahan sebesar 721 juta pelanggan atau rata-rata 72 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan JTM 12.734kms,JTR sekitar 4.131 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 826 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A8.10. Dengan total investasi rata-rata sebesar 639.6 Juta USD pertahun

Tabel A8.10. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	814.0	410.8	75	104,210	50.5
2017	923.0	424.6	73	105,158	53.6
2018	1,031.9	407.1	72	102,957	56.4
2019	1,150.9	423.6	75	100,789	60.5
2020	1,218.4	406.4	74	103,845	62.4
2021	1,310.1	405.0	74	63,930	62.8
2022	1,404.1	400.0	82	34,567	65.3
2023	1,503.7	411.0	92	34,967	70.5
2024	1,608.9	401.5	100	35,456	75.3
2025	1,769.2	441.5	109	36,099	82.3
2016-2025	12,734.2	4,131.5	826	721,978	639.6

A8.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 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$)
2016	5.185	5.185	1.029	529,0	3.060,0	517,0	969,4
2017	5.805	5.805	1.139	67,5	2.090,0	884,4	412,0
2018	6.527	6.527	1.266	506,4	950,0	352,5	979,5
2019	7.378	7.378	1.416	860,0	2.090,0	605,0	1.543,1
2020	8.166	8.166	1.549	950,0	120,0	360,0	1.598,6
2021	9.000	9.000	1.689	17,5	560,0	480,0	343,4
2022	9.889	9.889	1.836	10,0	180,0	-	91,4
2023	10.868	10.868	1.996	110,0	120,0	90,0	352,4
2024	11.943	11.943	2.170	526,0	60,0	-	759,7
2025	13.133	13.133	2.362	71,2	300,0	-	255,0
Growth/ Jumlah	44%	44%	48%	3.647,6	9.530,0	3.288,9	7.304,5

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 sekitar175 MW.Pasokan utamabersumber 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 Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	MUSI	PLTA	Hydro	PLN	213.0
2	TES I	PLTA	Hydro	PLN	22.0
3	Tersebar S2JB	PLTD	HSD	PLN	20.6
4	Tersebar (SW) S2JB	PLTD	HSD	Sewa	9.3
	Total				**264.8**

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	545	75
2	Komersil	103	14
3	Publik	55	8
4	Industri	27	4
Jumlah		730	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 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A9.3.

Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

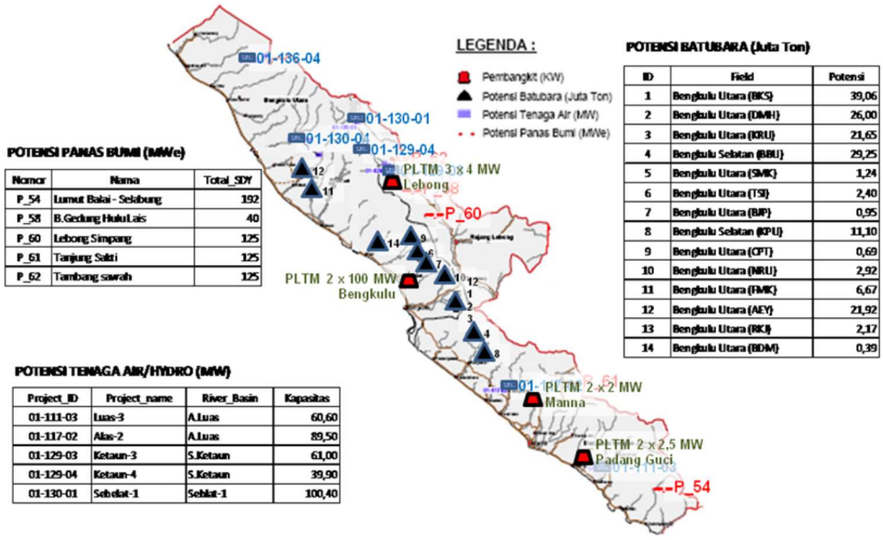
Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7,1	942	1.055	217	455.995
2017	7,6	1.063	1.188	242	478.704
2018	8,1	1.201	1.340	271	500.996
2019	8,6	1.362	1.517	304	523.068
2020	6,9	1.519	1.689	335	545.208
2021	6,9	1.678	1.861	366	557.506
2022	6,9	1.849	2.047	400	567.837
2023	6,9	2.036	2.252	436	578.283
2024	6,9	2.241	2.476	475	588.813
2025	6,9	2.465	2.724	518	599.499
Growth	**7,3%**	**11,3%**	**11,1%**	**10,2%**	**3,1%**

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.



POTENSI BATUBARA (Juta Ton)

ID	Field	Potensi
1	Bengkulu Utara (BKS)	39,06
2	Bengkulu Utara (DMH)	26,00
3	Bengkulu Utara (KRU)	21,65
4	Bengkulu Selatan (BBU)	29,25
5	Bengkulu Utara (SMK)	1,24
6	Bengkulu Utara (TSI)	2,40
7	Bengkulu Utara (BJP)	0,95
8	Bengkulu Selatan (KPU)	11,10
9	Bengkulu Utara (CPT)	0,69
10	Bengkulu Utara (NRU)	2,92
11	Bengkulu Utara (FMK)	6,67
12	Bengkulu Utara (AEY)	21,92
13	Bengkulu Utara (RKI)	2,17
14	Bengkulu Utara (BDM)	0,39

POTENSI PANAS BUMI (MWe)

Nomor	Nama	Total_SDY
P_54	Lumut Balai - Selabung	192
P_58	B.Gedung HuluLais	40
P_60	Lebong Simpang	125
P_61	Tanjung Sakti	125
P_62	Tambang sawah	125

POTENSI TENAGA AIR/HYDRO (MW)

Project_ID	Project_name	River_Basin	Kapasitas
01-111-03	Luas-3	A.Luas	60,60
01-117-02	Alas-2	A.Luas	89,50
01-129-03	Ketaun-3	S.Ketaun	61,00
01-129-04	Ketaun-4	S.Ketaun	39,90
01-130-01	Sebelat-1	Seblat-1	100,40

Gambar A9.2. Peta Potensi Energi Primer

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 413.9 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Muko-muko	PLTG/MG	PLN	25,0	2017	Rencana
2	Air Putih	PLTA	Swasta	21,0	2018	Pengadaan
3	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	55,0	2018	Commited
4	Bengkulu	PLTU	Swasta	200,0	2019	Commited
5	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	55,0	2019	Commited
6	Ketahun-1	PLTA	PLN	25,0	2023	Rencana
7	Batu Balai / manna	PLTM	Swasta	4,0	2025	Konstruksi
8	Muara Sahung	PLTM	Swasta	9,9	2025	Rencana
9	Batu Ampar	PLTM	Swasta	3,0	2025	Rencana
10	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	27,5	2016-2025	Rencana
11	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	84,1	2016-2025	Rencana
12	Pembangkit Biomass/Biofuel Tersebar	PLTBm	Swasta	6,0	2016-2025	Rencana
13	Pembangkit Geotermal Tersebar	PLTP	Swasta	165,0	2016-2025	Rencana
14	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	10,0	2016-2025	Rencana
	Total			**690,5**		

Pembangunan PLTU batu bara skala kecil memiliki tingkat kesulitan cukup tinggi dan keberhasilannya relative rendah. Untuk mengejar target operasi pada tahun 2017, maka rencana pembangunan PLTU Muko-Muko 2x7 MW diganti menjadi PLTG/MG Muko-Muko 25 MW.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan gardu induk di Provinsi Bengkulu hingga tahun 2025 yaitu penambahan GI baru pengembangan GI *eksisting* dengan total kapasitas mencapai 600 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	Status
1	Air Putih	70/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
2	Pulau Baai	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Muko Muko	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
4	PLTU Bengkulu	150/20 kV	New	30	2019	Commited
5	Arga makmur	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
6	Bintuhan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
7	Hululais	150/20 kV	New	30	2019	Commited
8	Ketahun	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
	Total			**360**		
9	Tes	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Commited
10	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
11	Pulau Baai	150 kV	Ext	2 LB	2019	Commited
12	PLTU Bengkulu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
13	Arga Makmur	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
14	Muko Muko	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
15	Manna	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
16	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Commited
17	Arga makmur	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
18	Manna	150/20 kV	Uprate	60	2017	Proposed
19	TES	70/20 kV	Uprate	30	2018	Proposed
20	Sukamerindu	70/20 kV	Uprate	30	2016	Proposed
21	Pekalongan	70/20 kV	Uprate	30	2017	Rencana
22	PULAU BAAI	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
23	Pekalongan	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
	Total			**240**		

Pengembangan Transmisi

Untuk mengikuti perkembangan gardu induk dan pembangkit.dibutuhkan juga pengembangan jaringan transmisi sepanjang 1.220 kms.Rincian kegiatan terdapat pada Tabel A9.6.

Tabel A9.6. Pembangunan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Tess	Air Putih	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm2	80	2018	Konstruksi
2	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2016	Konstruksi
3	PLTU Bengkulu	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Rencana
4	Pulo Baai	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2018	Commited
5	Muko-Muko	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	360	2020	Commited
6	Manna	Bintuhan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2019	Commited
7	Pekalongan	PLTP Hululais	150 kV	2 cct, 1 Hawk	100	2019	Rencana
8	Kambang	Muko-Muko	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2019	Rencana
9	PLTA Ketahun-3	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
	Jumlah				**1220**		

Pengembangan Distribusi

Proyeksi penambahanpelangganbaru mencapai161 ribu sambungan untuk kurun waktu 2016-2025 atau rata-rata 16,1 ribu pelanggan per tahun, dengan kebutuhan pertambahan JTM sebanyak 2.597 kms,JTR sepanjang 841 kms, dan penambahan kapasitas gardu distribusi sebesar 185MVA seperti pada Tabel A9.7. Dengan rata-rata investasi sebesar 13 Juta USD pertahun.

Tabel A9.7. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	163.4	82.5	16	17,082	10.0
2017	186.4	85.8	16	22,709	11.1
2018	209.2	82.5	16	22,292	11.7
2019	233.6	86.0	17	22,072	12.7
2020	248.8	83.0	17	22,139	13.1
2021	267.7	82.7	17	12,299	13.1
2022	287.2	81.8	19	10,331	13.9
2023	307.9	84.2	21	10,446	15.1
2024	329.6	82.3	23	10,530	16.1
2025	362.6	90.5	25	10,686	17.6
2016-2025	2,596.6	841.2	185	160,586	134.5

A9.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel A9.8.

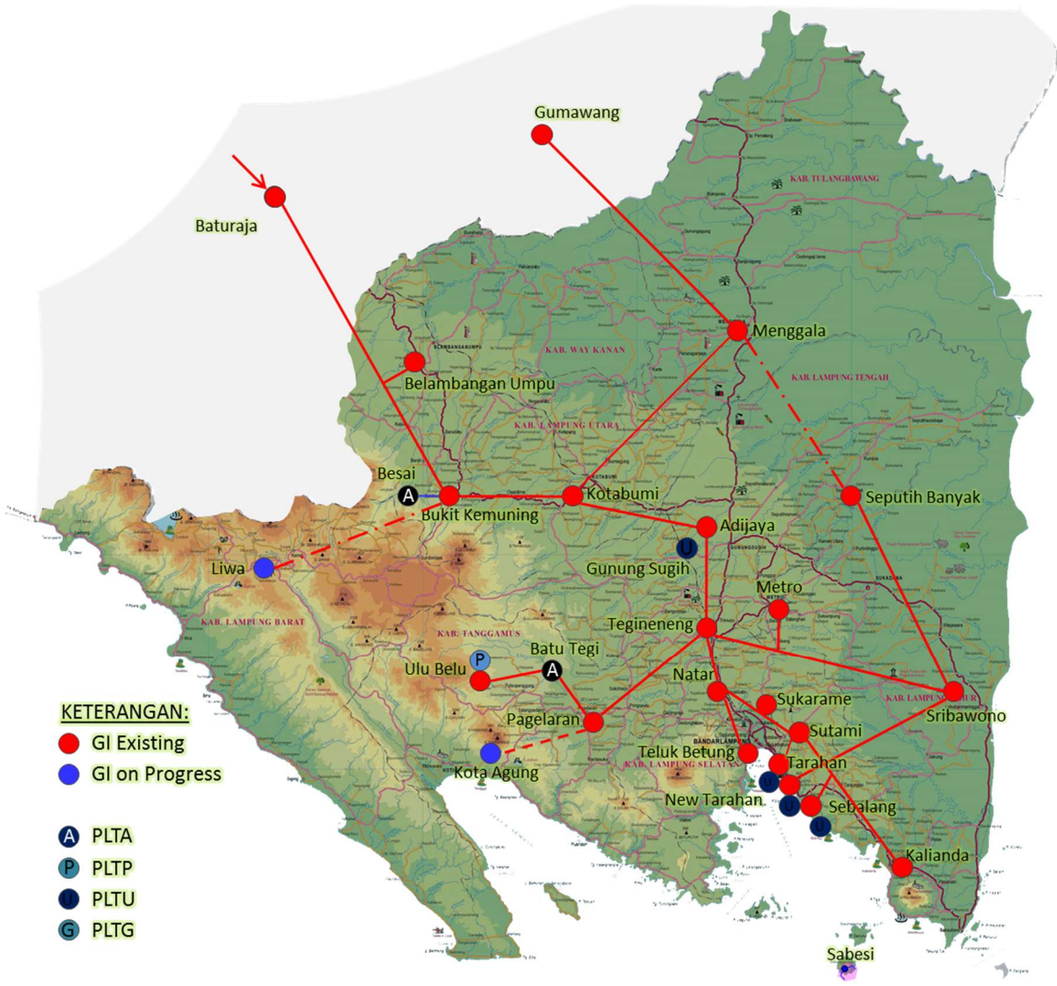
Tabel A9.8. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	942	1.055	217	6	90	90	248
2017	1.063	1.188	242	25	150	-	202
2018	1.201	1.340	271	76	120	240	292
2019	1.362	1.517	304	255	90	470	648
2020	1.519	1.689	335	10	60	360	111
2021	1.678	1.861	366	-	-	-	28
2022	1.849	2.047	400	28	60	-	63
2023	2.036	2.252	436	25	60	60	63
2024	2.241	2.476	475	-	-	-	18
2025	2.465	2.724	518	253	30	-	589
Growth/ Jumlah	11,3%	11,1%	10,2%	678	660	1.220	2.264

LAMPIRAN A.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI LAMPUNG

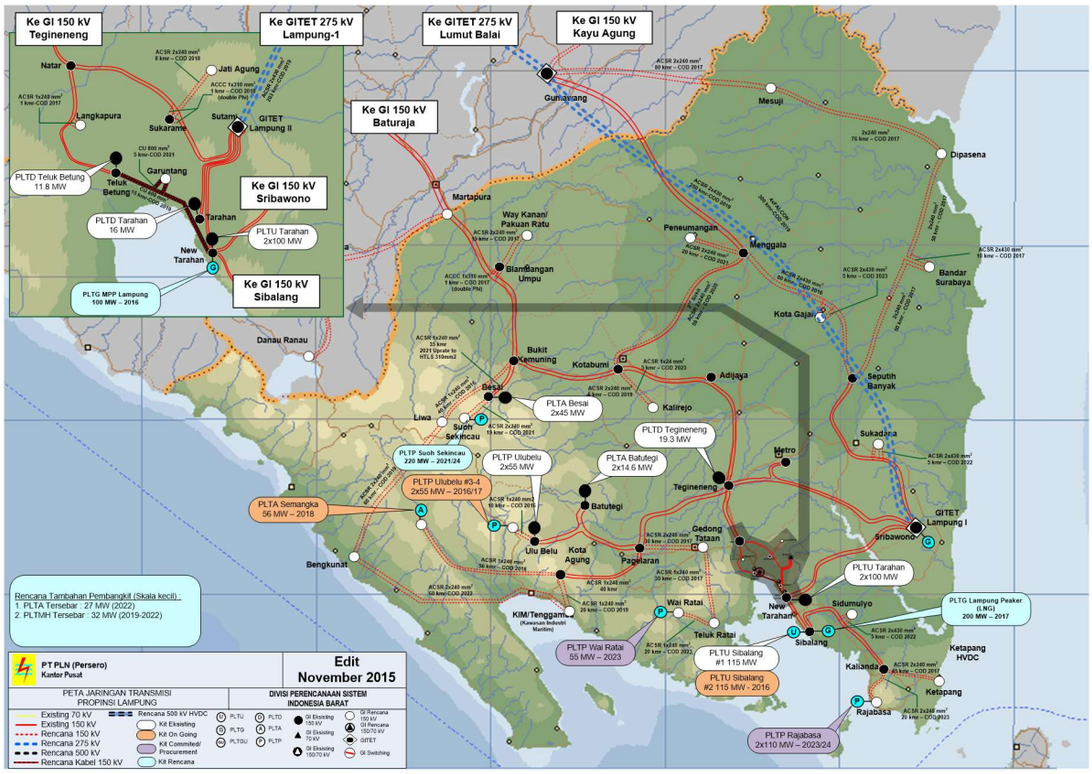
A10.1. KONDISI SAAT INI

Sistem ketenagalistrikan di Provinsi Lampung adalah bagian dari sistem interkoneksi Sumateraseperti ditunjukkan pada Gambar A10.1.



Gambar A10.1.Peta Sistem Interkoneksi &Sistem *Isolated*

Sub 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 2015adalah 854MW.Pembangkit yang berada di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)
1	PLTD Tersebar Lampung	PLTD	HSD	PLN	0.0
2	PLTD Tersebar (SW) Lampung	PLTD	HSD	Sewa	0.0
3	PLTM Tersebar Lampung	PLTM	Hydro	PLN	1.1
4	PLTP ULU BELU	PLTP	GEO	PLN	110.0
5	TARAHAN	PLTD	HSD	PLN	23.2
6	TARAHAN (G)	PLTG	HSD	PLN	16.2
7	WAY BESAI	PLTA	Hydro	PLN	90.0
8	BATUTEGI	PLTA	Hydro	PLN	28.6
9	TARAHAN (U)	PLTU	Batubara	PLN	300.0
10	TARAHAN (SW)	PLTD	HSD	Sewa	23.2
11	PLTD Tersebar Lampung	PLTD	HSD	PLN	1.2
12	PLTD Tersebar (SW) Lampung	PLTD	HSD	Sewa	0.0
	Total				**593.5**

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Komposisi penjualan per-sektor pelanggan tahun 2015, 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 2016 – 2025 dapat dilihat pada Tabel A10.3.

Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Sales (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.8	3,959	4,395	893	1,841,594
2017	7.3	4,365	4,837	972	1,960,349
2018	7.7	4,839	5,353	1,059	2,048,834
2019	8.3	5,377	5,938	1,153	2,133,765
2020	6.6	5,947	6,556	1,257	2,220,548
2021	6.6	6,569	7,228	1,370	2,264,179
2022	6.6	7,249	7,962	1,493	2,291,497
2023	6.6	7,991	8,768	1,628	2,318,227
2024	6.6	8,801	9,648	1,776	2,344,409
2025	6.6	9,688	10,682	1,937	2,370,271
Growth	7.0%	10.5%	10.4%	9.0%	2.9%

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 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 1.093 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel A10.6.

Tabel A10.6. Pengembangan Pembangkit

No.	Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Mobile PP Sumbagsel	PLTG/MG	Swasta	100.0	2016	Konstruksi
2	Tarahan #4 FTP1 (Sebalang)	PLTU	PLN	100.0	2016	Konstruksi
3	Ulubelu #3 & #4 (FTP2)	PLTP	Swasta	110.0	2016/17	Konstruksi
4	Lampung Peaker	PLTGU	PLN	200.0	2018	Rencana
5	Semangka (FTP2)	PLTA	Swasta	56.0	2018	Konstruksi
6	Rajabasa (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2023/24	Commited
7	Wai Ratai (FTP2)	PLTP	Swasta	55.0	2023	Commited
8	Sumatera-2	PLTGU	Unallocated	400.0	2025	Rencana
9	Suoh Sekincau (FTP2)	PLTP	Swasta	220.0	2025	Commited
10	Pembangkit Hidro Tersebar	PLTA	Swasta	27.0	2016-2025	Rencana
11	Pembangkit Minihidro Tersebar	PLTM	Swasta	32.0	2016-2025	Rencana
12	Pembangkit Sampah Tersebar	PLTSa	Swasta	15.0	2016-2025	Rencana
	Total			1,520.0		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Di Provinsi Lampung direncanakan pembangunanGI baru dan pengembangan GI *existing* sampai dengan tahun 2025 seperti diperlihatkan pada Tabel A10.7.

Tabel A10.7.Rencana GI Baru 150 Kv, 275 kV, dan 500 kV DC

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
1	Kota Agung	150/20 kV	New	30,0	2016	Operasi
2	Liwa	150/20 kV	New	30,0	2016	Konstruksi
3	Mesuji	150/20 kV	New	30,0	2017	Konstruksi
4	Jati Agung	150/20 kV	New	60,0	2018	Pengadaan
5	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
6	Bandar Surabaya	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
7	Dipasena	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
8	Gedong Tataan	150/20 kV	New	60,0	2017	Proposed
9	Teluk Ratai	150/20 kV	New	30,0	2017	Proposed
10	Ketapang	150/20 kV	New	60,0	2017	Commited
11	Langkapura	150/20 kV	New	60,0	2017	Pengadaan
12	Sukadana	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
13	Sidomulyo	150/20 kV	New	60,0	2022	Rencana
14	Kota Gajah	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
15	GIS Garuntang	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
16	Kali Rejo/Lampung I	150/20 kV	New	60,0	2023	Rencana
17	Bengkunat	150/20 kV	New	60,0	2019	Rencana
18	KIM/Tenggamus	150/20 kV	New	60,0	2019	Rencana
19	Penemangan	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
20	Rajabasa	150/20 kV	New	60,0	2021	Rencana
21	Lampung-1/Sribawono	275/150 kV	New	500,0	2019	Rencana
	Total			**1.580,0**		
22	Pagelaran	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
23	Bukit Kemuning	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
24	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
25	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
26	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
27	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2016	Konstruksi
28	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2018	Proposed
29	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
30	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
31	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
32	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
33	Bandar Surabaya	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
34	Dipasena	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
35	Mesuji	150 kV	Ext	2 LB	2016	Commited
36	Ulu Belu	150 kV	Ext	2 LB	2016	Commited
37	Pagelaran	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
38	Gedong Tataan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Proposed
39	Kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2017	Commited
40	Teluk betung	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
41	New Tarahan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
42	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Commited
43	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
44	Liwa	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
45	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
46	KIM/Tenggamus	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
47	Bengkunat	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
48	Besai	150 kV	Ext	2 LB	2021	Commited
49	Besai	150 kV	Uprate	2 LB	2021	Rencana
50	Bukit Kemuning	150 kV	Uprate	2 LB	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	*NEW/ EXTENSION*	KAPASITAS (MVA/BAY)	COD	Status
51	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
52	Teluk Ratai	150 kV	Ext	2 LB	2023	Commited
53	kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2023	Commited
54	Sebalang	150/20 kV	Ext	2 TB	2017	Commited
55	GIS Garuntang	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
56	Teluk Betung	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
57	Kotabumi	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
58	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
59	Sukarame	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
60	Sribawono	150/20 kV	Ext	60,0	2016	Konstruksi
61	Blambangan Umpu	150/20 kV	Ext	1 TB	2016	Konstruksi
62	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Commited
63	Menggala	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Konstruksi
64	Menggala	150/20 kV	Uprate	60,0	2016	Konstruksi
65	Natar	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Commited
66	Tegineneng	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Commited
67	Seputih Banyak	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Commited
68	New Tarahan	150/20 kV	Ext	100,0	2019	Commited
69	Liwa	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
70	Kota Agung	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
71	New Tarahan	150/20 kV	Ext	60,0	2019	Rencana
72	Jati Agung	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
73	Adijaya	150/20 kV	Uprate	60,0	2017	Proposed
74	Adijaya	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
75	Natar	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
76	New Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
77	Metro	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
78	Teluk Ratai	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
79	Mesuji	150/20 kV	Ext	60,0	2020	Rencana
80	Peneumangan	150/20 kV	Ext	60,0	2022	Rencana
81	Sidomulyo	150/20 kV	Ext	60,0	2024	Rencana
82	Gedong Tataan	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
83	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
84	Langkapura	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
85	Kota Gajah	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
86	Dipasena	150/20 kV	Ext	60,0	2023	Rencana
87	KIM/Tenggamus	150/20 kV	Uprate	100,0	2021	Rencana
88	KIM/Tenggamus	150/20 kV	Ext	100,0	2023	Rencana
89	Blampangan Umpu	150/20 kV	Uprate	60,0	2023	Rencana
90	Sukadana	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
91	Tarahan	150/20 kV	Uprate	60,0	2018	Rencana
92	Sutami	150/20 kV	Ext	60,0	2017	Rencana
93	Sutami	150/20 kV	Uprate	60,0	2024	Rencana
94	Kalianda	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
95	Kotabumi	150/20 kV	Ext	60,0	2025	Rencana
96	Sribawono	150/20 kV	Uprate	60,0	2025	Rencana
97	Pagelaran	150/20 kV	Ext	60,0	2021	Rencana
	Total			**2.640,0**		

Pengembangan Transmisi

Pengembangan transmisi 150 kV dan 500 kV sampai dengan 2025 sepanjang 2.332 kms diperlihatkan pada Tabel A10.8.

Untuk meningkatkan jalur evakuasi daya ke sistem Lampung, juga direncanakan GITET dan SUTET 275kV. Di provinsi ini juga melintas transmisi 500 kV HVDC

Sumatera-Jawa dengan *switching station* dan *landing point* kabel laut 500 kV HVDC akan berada di Ketapang.

Tabel A10.8. Rencana Pengembangan Transmisi

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
1	Bukit Kemuning	Liwa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2016	Konstruksi
2	Gumawang	Mesuji	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2017	Konstruksi
3	Menggala	Kotabumi	150 kV	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkit)	57,5	2020	Konstruksi
4	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2016	Konstruksi
5	Sukarame	Jatiagung	150 kV	2 cct, 2 Hawk	16	2018	Proposed
6	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2018	Commited
7	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2017	Proposed
8	Blambangan Umpu	Inc. 2 Pi (Martapura-Bk.Kemuning)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2017	Proposed
9	Seputih banyak	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	200	2017	Proposed
10	Bandar Surabaya	2 Pi Inc. (Seputih Banyak-Dipasena)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2017	Proposed

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	kms	COD	Status
11	Mesuji	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	152	2017	Commited
12	PLTP Ulubelu #3,4	Ulubelu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2016	Commited
13	Pagelaran	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2017	Commited
14	Gedon Tataan	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2017	Proposed
15	Kalianda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2017	Commited
16	Langkapura	Inc. 2 Pi (Natar - Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017	Proposed
17	Teluk Betung	New Tarahan	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	30	2019	Rencana
18	Sidomulyo	Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
19	Sukadana	Inc. 2 Pi (Sribawono-Seputih Banyak)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
20	Kota Gajah	Inc. 2 Pi (Seputih Banyak - Menggala)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2023	Rencana
21	Garuntang	Inc. 2 Pi (New Tarahan-Teluk Betung)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm2	10	2021	Rencana
22	PLTA Semangka	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	112	2018	Commited
23	Kalirejo	Kotabumi	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2023	Rencana
24	Liwa	Bengkunat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2019	Commited
25	KIM Tenggamus	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2019	Commited
26	Bengkunat	KIM	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2022	Rencana
27	Besai	PLTP Suoh sekincau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	38	2021	Rencana
28	Bukit Kemuning (rekonduktoring)	Besai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	70	2021	Rencana
29	Peneumangan	Menggala	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2021	Rencana
30	Teluk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2023	Rencana
31	Kalianda	PLTP Rajabasa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2023	Rencana
32	Gumawang	Lampung-1/Sribawono	275 kV	2 cct, 2 Zebra	500	2019	Rencana
					2331,5		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik.penambahanpelanggan barusampai dengan 2025 adalah 616 ribu pelanggan ataurata-rata 61,6 ribupelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 1.792 kms, JTR sekitar 3.378 kms, dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 879 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel A10.9.Dengan rata-rata jumlah investasi sebesar 334.9 Juta USD pertahun.

Tabel A10.9. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Total Inv Juta USD
2016	205.2	306.4	71	87,563	31.2
2017	196.6	310.2	75	118,756	33.8
2018	189.7	316.1	79	88,485	32.9
2019	183.9	323.2	83	84,931	33.6
2020	178.0	329.8	87	86,783	34.7
2021	172.7	336.8	91	43,631	32.9
2022	167.9	344.4	93	27,318	32.6
2023	163.5	352.5	96	26,730	33.2
2024	159.5	361.1	99	26,181	33.9
2025	175.5	397.4	104	25,862	36.0
2016-2025	1,792.53	3,377.94	879	616,240	334.9

A10.4. Ringakasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2025 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$)
2016	3.959	4.395	893	260	480	220	446,2
2017	4.365	4.837	972	55	840	776	348,5
2018	4.839	5.353	1.059	256	300	130	287,0
2019	5.377	5.938	1.153	0	780	690	371,2
2020	5.947	6.556	1.257	0	180	58	48,5
2021	6.569	7.228	1.370	17	400	158	161,2
2022	7.249	7.962	1.493	48,76	180	140	163,0
2023	7.991	8.768	1.628	165	400	160	451,6
2024	8.801	9.648	1.776	110	120	-	280,2
2025	9.688	10.682	1.937	623,22	600	-	953,3
Growth/ Jumlah	10,5%	10,4%	9,0%	1.535	4.280	2.332	3.510,6

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

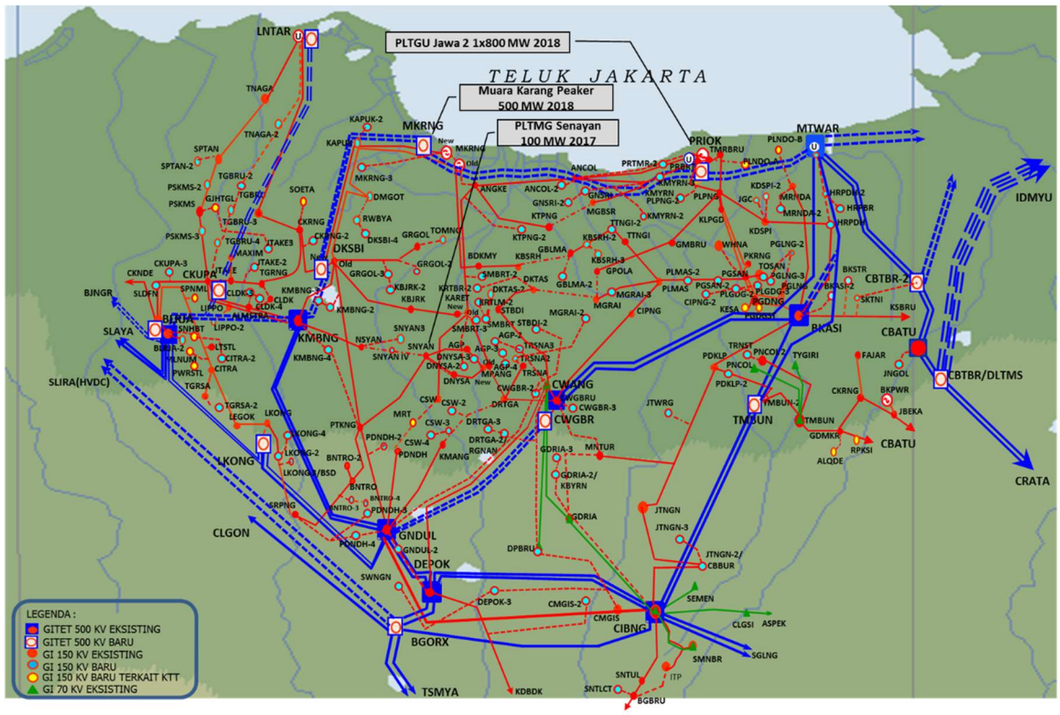
LAMPIRAN B7. PROVINSI BALI

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 Agustus 2015 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 Kelistikan 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 yang berada di Jawa Barat, selain memasok Bogor juga sebagian Depok sebagian Jakarta Timur.
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	Daya Mampu
					MW	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	0
5	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
6	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
7	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	Indonesia Power	740	720
8	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52	0
Jumlah					**3691**	**3214**

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 2016 – 2025 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
2016	7.82	29,029	31,042	4,643	3,215,386
2017	8.42	33,108	35,368	5,287	3,250,278
2018	8.89	35,374	37,752	5,641	3,292,144
2019	9.48	37,635	40,124	5,992	3,328,073
2020	7.59	40,114	42,723	6,377	3,364,565
2021	7.59	42,321	45,027	6,717	3,396,399
2022	7.59	44,642	47,452	7,075	3,428,873
2023	7.59	47,001	49,931	7,441	3,461,949
2024	7.59	49,236	52,276	7,786	3,495,700
2025	7.59	51,532	54,713	8,145	3,530,140
Pertumbuhan (%)	**8.01**	**6.58**	**6.50**	**6.44**	**1.04**

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 2025 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 Muara Karang *peaker* (bisa *daily start-stop*) dengan kapasitas 500 MW dan PLTGU Jawa-2 (*Load Follower)* 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.3. Selain itu dipertimbangkan untuk membangun pembangkit di pusat beban Jakarta, yaitu PLTMG Senayan 100 MW yang sangat strategis dan berfungsi untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem MRT (sebagai *back up* pasokan dari GI CSW dan GI Pondok Indah) serta memenuhi kebutuhan pembangkit *blackstart*. Namun masih perlu dikaji kembali terkait ketersediaan pasokan gas dan koneksi jaringannya.

Sedangkan PLTU Jawa-12 yang pada RUPTL sebelumnya direncanakan dibangun di daerah Jakarta, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025 sehingga tidak tercantum dalam RUPTL 2016-2025. Penundaan ini dilakukan untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034. Pertimbangan lain adalah bahwa PLTU batubara tidak dikembangkan di kawasan yang dekat pusat kota Jakarta untuk menjaga kualitas udara/lingkungan.

Tabel B1.3 Pengembangan Pembangkit di Jakarta

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	PLN	PLTMG	Senayan	100	2017	Rencana
2	PLN	PLTGU	Peaker Muara Karang	500	2018	Pengadaan
3	PLN	PLTGU	Jawa-2	800	2018	Pengadaan
Jumlah				**1400**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan GI

Pengembangan GITET 500 kV sampai tahun 2025 adalah pembangunan 4 GITET baru (4.000 MVA) yang akan mengoptimalkan pasokan ke pusat beban dari sumber-sumber PLTU Murah di Sistem 500 kV dan meningkatkan keandalan pasokan ke Subistem-Subsistem di Jakarta. Penambahan IBT 500/150 kV untuk dan spare IBT satu fasa untuk meningkatkan keandalan pasokan sistem Jakarta. serta usulan baru IBT di GITET Kembangan, seperti diperlihatkan pada Tabel B1.4.

Tabel B1.4 Pengembangan GITET 500 kV di DKI Jakarta

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2017	Rencana
2	Muara Karang (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2018	Rencana
3	Priok (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2018	Rencana
4	Cawang Baru (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2020	Rencana
5	Bekasi	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
6	Cawang (GIS)	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
7	Bekasi	500 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
8	Cawang (GIS)	500/150 kV	*Spare*	167	2017	Konstruksi
9	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	*Spare*	167	2017	Konstruksi
10	Kembangan (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2017	Rencana
11	Kembangan (GIS)	500 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
12	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2018	Rencana
13	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	*Ext*	500	2018	Rencana
14	Kembangan (GIS)	500 kV	*Ext*	2 LB	2018	Lelang
	Jumlah			**6168**		

Khusus untuk untuk Provinsi DKI Jakarta kriteria pembebanan trafo adalah lebih besar dari 60% (kriteria provinsi lain 80%). Selanjutnya untuk melayani konsumen direncanakan pembangunan GI 150 kV Baru dan ekstensi trafo 150/20 kV dengan total kebutuhan 18.660 MVA seperti ditampilkan pada Tabel B1.5.

Tabel B1.5 Pengembangan GI 150 kV di DKI Jakarta

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
2	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
3	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
4	Gandaria (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
5	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
6	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
7	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
8	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
9	Kapuk / PIK (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Operasi
10	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
11	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
12	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
13	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
14	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
15	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
16	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
17	Marunda II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
18	Pasar Kemis II	150/20 kV	*New*	180	2017	Rencana
19	PLTMG Senayan	150 kV	*New*	6 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
20	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
21	Senayan III (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
22	Tomang (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
23	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
24	CSW III (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
25	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
26	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
27	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150/20 kV	*New*	180	2018	Rencana
28	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
29	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
30	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
31	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
32	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
33	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
34	Trans II	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
35	Ancol (GIS)	150 kV	*New*	2 LB	2019	Rencana
36	Ancol II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
37	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
38	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
39	Gandul II	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
40	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
41	Jatirangon III	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
42	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
43	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
44	Karet Lama II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
45	Kebon Jeruk II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
46	Kembangan III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
47	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
48	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
49	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
50	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
51	Pondok Kelapa II	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
52	Priok Timur II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
53	Pulo Mas II	150/20 kV	*New*	4 LB	2019	Rencana
54	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
55	Tanah Tinggi II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
56	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
57	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
58	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2021	Rencana
59	Kapuk II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2021	Rencana
60	Grogol III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana
61	Kemayoran III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana
62	Ketapang II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana
63	Pulo Gadung III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana
64	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
65	Ciledug IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
66	Cipinang III / Klender (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
67	Danayasa III (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2023	Rencana
68	Duren Tiga III / Andara (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
69	Kebon Sirih III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
70	Manggarai III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
71	Pasar Kemis III	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
72	Semanggi Barat III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
73	CSW IV / Pasar Mede (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
74	Pondok Indah IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
75	Abadi Guna Papan IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
76	Cawang Baru III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
77	Duri Kosambi IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
78	Gandaria III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
79	Gunung Sahari III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
80	Harapan Baru (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
81	Kembangan IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
82	Pegangsaan II (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
83	Cawang Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
84	Duren Tiga (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
85	Gambir Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Lelang
86	Karet Baru	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
87	Karet Lama	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
88	Karet Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
89	Kemayoran	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
90	Manggarai (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
91	Miniatur (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
92	Miniatur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
93	Petukangan	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
94	Plumpang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Lelang
95	Priok Barat	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Operasi
96	Pulo Gadung	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
97	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
98	Abadi Guna Papan (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
99	Angke	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
100	Cawang Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
101	Cawang Lama	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
102	Cawang Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Konstruksi
103	Cibinong	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
104	Ciledug	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
105	CSW (GIS)	150 kV	*Ext*	1 LB	2017	Lelang
106	Danayasa (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
107	Duri Kosambi	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
108	Gambir Lama (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
109	Gandaria (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
110	Grogol (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
111	Jatirangon	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
112	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
113	Karet Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
114	Kemayoran	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
115	Mampang Baru (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
116	Mampang Baru (GIS)	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
117	Mampang Dua (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
118	Marunda	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Lelang
119	Marunda	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
120	Muara Karang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
121	New Senayan (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
122	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
123	Pondok Indah (GIS)	150 kV	*Ext*	1 LB	2017	Lelang
124	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
125	Priok Timur	150 kV	*Ext*	1 LB	2017	Lelang
126	Priok Timur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
127	Pulo Gadung	150 kV	*Ext*	1 LB	2017	Rencana
128	Senayan (GIS)	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
129	Taman Rasuna (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
130	Cawang Baru (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
131	Cawang Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
132	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
133	Dukuh Atas (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
134	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
135	Gandaria (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
136	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
137	Kemang	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
138	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
139	Miniatur (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
140	Penggilingan (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
141	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
142	Taman Rasuna (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
143	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
144	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
145	Budi Kemuliaan	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
146	Cakung Township (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
147	Ciledug	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
148	Dukuh Atas II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
149	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
150	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
151	Gambir Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
152	Gandaria (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
153	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
154	Grogol III (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
155	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
156	Gunung Sahari (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
157	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
158	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
159	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
160	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
161	Kapuk / PIK (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
162	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
163	Kelapa Gading	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
164	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
165	Muara Karang	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
166	Muara Karang Lama	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
167	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
168	Petukangan	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
169	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
170	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
171	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
172	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
173	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
174	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
175	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
176	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
177	Jatirangon III	150/20 kV	*Ext*	100	2020	Rencana
178	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
179	Marunda II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
180	Pasar Kemis II	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
181	Penggilingan II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
182	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
183	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
184	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
185	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
186	CSW III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
187	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
188	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
189	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
190	Kapuk / PIK (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2021	Rencana
191	Kembangan III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
192	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
193	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
194	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
195	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
196	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
197	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2022	Rencana
198	Kembangan II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
199	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	*Ext*	100	2022	Rencana
200	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2022	Rencana
201	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
202	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
203	Ciledug III (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
204	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
205	CSW III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
206	Duren Tiga II/Ragunan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
207	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
208	Jatirangon III	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
209	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
210	Kebon sirih II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
211	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
212	Marunda II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
213	Senayan III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
214	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
215	Tomang (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
216	CSW III (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
217	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
218	Grogol II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
219	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024	Rencana
220	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
221	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024	Rencana
222	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2025	Rencana
223	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
224	Ancol (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
225	Cawang Baru (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
226	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2025	Rencana
227	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
228	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
229	Grogol III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2025	Rencana
230	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
231	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
	Jumlah			**18660**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV diperlukan pengembangan transmisi 500 kV khususnya di sisi utara Jakarta (Looping Utara Jakarta), sepanjang 138 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.6.

Tabel B1.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di DKI Jakarta

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bekasi	Tx. Muara Tawar – Cibinong	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	12	2016	Konstruksi
2	Kembangan	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	6	2017	Konstruksi
3	Muara Karang (GIS)	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	30	2018	Rencana
4	Priok	Muara Tawar	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	30	2018	Rencana
5	Priok	Muarakarang (GIS)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2019	Rencana
6	Cawang Baru (GIS)	Gandul	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	40	2020	Rencana
	Jumlah				**138**		

Selanjutnya, selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru dan kebutuhan perkuatan transmisi 150 kV, maka diperlukan pengembangan transmisi 150 kV sepanjang 1.370 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B1.7.

Tabel B1.7 Pembangunan Transmisi 150 kV di DKI Jakarta

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Cakung Township (GIS)	Kandang Sapi	150 kV	*2 cct, CU 1x2000*	10	2016	Konstruksi
2	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	*4 cct, CU 1x1000*	20	2016	Konstruksi
3	Duren Tiga	Kemang	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	6	2016	Konstruksi
4	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Muara Karang)	150 kV	*4 cct, GTACSR 2xTDrake*	2	2016	Konstruksi
5	Gandaria (GIS)	Miniatur (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	24	2016	Konstruksi
6	Gedung Pola	Manggarai	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	8	2016	Konstruksi
7	Gunung Sahari (GIS)	Kemayoran	150 kV	*2 cct, CU 1x800*	12	2016	Konstruksi
8	Harapan Indah (GIS)	Inc. (Bekasi - Plumpang)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	2	2016	Konstruksi
9	Jatake	Maximangando	150 kV	*1 cct, CU 1x1000*	1.1	2016	Konstruksi
10	Jatirangon II / Cibubur	Inc. (Jatirangon - Cibinong)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	4	2016	Konstruksi
11	Jatiwaringin (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Jatirangon)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	0.4	2016	Konstruksi
12	Kapuk / PIK (GIS)	Inc. (Muara Karang - Duri Kosambi)	150 kV	*4 cct, GTACSR 2xTDrake*	4	2016	Operasi
13	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	*1 cct, CU 1x1000*	1	2016	Lelang
14	Ketapang	Mangga Besar	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	12	2016	Konstruksi
15	Manggarai (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	16	2016	Konstruksi
16	Pelindo II Priok	Priok Barat	150 kV	*1 cct, CU 1x1000*	5.6	2016	Operasi
17	Abadi Guna Papan (GIS)	Tx (Danayasa - Mampang)	150 kV	*1 cct, CU 1x240*	4	2017	Rencana
18	Abadi Guna Papan II (GIS)	Cawang Lama	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	6	2017	Rencana
19	Danayasa	Tx (Senayan - Abadi Guna Papan)	150 kV	*1 cct, CU 1x240*	3	2017	Rencana
20	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Cawang Lama	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
21	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Depok II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
22	Gambir Lama II (GIS)	Gambir Lama (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	2	2017	Rencana
23	Gandaria (GIS)	Cibinong	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	24	2017	Rencana
24	Grogol II (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
25	Jatiwaringin / Trans I	Tx Miniatur	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	24	2017	Rencana
26	Karet Lama	Tx. Semanggi Barat	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	8	2017	Lelang
27	Kebon Sirih	Gambir Lama	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	4	2017	Lelang
28	Kebon sirih II (GIS)	Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
29	Kembangan II (GIS)	Kembangan (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2017	Rencana
30	Mampang Baru (GIS)	Abadi Guna Papan	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	7	2017	Rencana
31	Marunda II (GIS)	Marunda	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2017	Rencana
32	Muara Karang	Angke	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	12	2017	Rencana
33	Muara Karang Lama	Muarakarang Baru	150 kV	*2 cct, CU 1x2000*	2	2017	Konstruksi
34	New Senayan (GIS)	Senayan	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	12	2017	Lelang

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
35	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	20	2017	Rencana
36	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	20	2017	Rencana
37	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	*2 cct, CU 1x1200*	10	2017	Lelang
38	Pelindo II Priok	Priok Timur	150 kV	*1 cct, CU 1x1000*	5	2017	Lelang
39	Petukangan	Bintaro	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	18	2017	Rencana
40	PLTMG Senayan	GIS Senayan	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	2	2017	Rencana
41	PLTMG Senayan	Inc. Karet Lama - CSW	150 kV	*4 cct, ACSR 2x240*	4	2017	Rencana
42	Plumpang	Gambir Baru	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2017	Lelang
43	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	Inc. (Petukangan - Gandul)	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	6	2017	Rencana
44	Senayan (GIS)	Danayasa	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	6	2017	Rencana
45	Senayan III (GIS)	New Senayan	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	32	2017	Rencana
46	Tomang (GIS)	Grogol	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2017	Rencana
47	Tx Pondok Kelapa	Tx Jatiwaringin / Trans I	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	24	2017	Rencana
48	Tx. Semanggi Barat	Tx. Semanggi Timur	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	6	2017	Lelang
49	Tx. Semanggi Timur	Mampang	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	12	2017	Lelang
50	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	Pulo Gadung II	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2018	Rencana
51	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	Inc. (Karet - Tx. Semanggi Timur)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	20	2018	Rencana
52	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	Duri Kosambi II	150 kV	*2 cct, CU 1x800*	10	2018	Rencana
53	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	Gandaria	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	30	2018	Rencana
54	Kemayoran II (GIS)	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	6	2018	Rencana
55	Miniatur (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	16	2018	Rencana
56	Penggilingan II (GIS)	Penggilingan (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	12	2018	Rencana
57	Plumpang II (GIS)	Inc. (Priok Barat - Plumpang)	150 kV	*4 cct, CU 2x800*	28	2018	Rencana
58	Priok Timur (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	14	2018	Rencana
59	Pulo Gadung II (GIS)	Inc. Pegangsaan (Pulo Gadung (GIS)) - Penggilingan	150 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	20	2018	Rencana
60	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	Inc. (Karet - Angke)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	4	2018	Rencana
61	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	Taman Rasuna	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	10	2018	Rencana
62	Tigaraksa II (GIS)	Tigaraksa	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2018	Rencana
63	Trans II	Inc. (Jatirangon - Pondok Kelapa)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	0.4	2018	Rencana
64	Trans II	Inc. (Trans I - Pondok Kelapa)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	0.4	2018	Rencana
65	Ancol (GIS)	Kemayoran	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)*	12.55	2019	Rencana
66	Ancol II (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2019	Rencana
67	Cawang Baru II (GIS)	Inc. (Cawang Lama - Gandul)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xGannet*	20	2019	Rencana
68	Ciledug III (GIS)	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	20	2019	Rencana
69	Dukuh Atas II	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2019	Rencana
70	Gandul II	Inc. (Gandul - Depok)	150 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	10	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
71	Gunung Sahari II (GIS)	Gunung Sahari	150 kV	*2 cct, CU 1x800*	10	2019	Rencana
72	Jatirangon III	Jatirangon II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
73	Kandang Sapi II (GIS)	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	10	2019	Rencana
74	Karet Baru II (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	4	2019	Rencana
75	Karet Lama II (GIS)	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	5	2019	Rencana
76	Kebon Jeruk II (GIS)	Grogol III (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x2000*	10	2019	Rencana
77	Kembangan III (GIS)	Kembangan II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2019	Rencana
78	Manggarai II (GIS)	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	10	2019	Rencana
79	Muara Karang III / Kamal	Inc. Muara Karang Baru - Duri Kosambi	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Rencana
80	Petukangan II (GIS)	Petukangan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
81	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
82	Pondok Kelapa II	Inc. (Pondok Kelapa-Tambun)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
83	Priok Timur II (GIS)	Inc. (Priok Timur - Ancol)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	8	2019	Rencana
84	Pulo Mas II	Inc. (Pegangsaan II-Pulomas)	150 kV	*4 cct, CU 2x800*	20	2019	Rencana
85	Semanggi Barat (GIS)	Inc. (Tx. Semanggi Timur - Karet Lama)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	16	2019	Rencana
86	Senayan IV (GIS)	Inc. (Senayan - New Senayan)	150 kV	*4 cct, CU 1x1000*	4	2019	Rencana
87	Tanah Tinggi II (GIS)	Inc. (Tanah Tinggi-Gambir Lama)	150 kV	*4 cct, CU 2x800*	20	2019	Rencana
88	Abadi Guna Papan III (GIS)	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2020	Rencana
89	Ciledug	Tangerang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	9	2020	Rencana
90	Penggilingan III (GIS)	Penggilingan II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2020	Rencana
91	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	28	2020	Rencana
92	Harapan Indah II (GIS)	Inc. (Harapan Indah - Muara Tawar)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2021	Rencana
93	Kapuk II (GIS)	Kapuk/PIK (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	4	2021	Rencana
94	Grogol III (GIS)	Inc. (Grogol - Duri Kosambi)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2022	Rencana
95	Kemayoran III (GIS)	Inc. (Kemayoran-Priok Barat)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	8	2022	Rencana
96	Ketapang II (GIS)	Inc. (Angke-Karet Lama)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2022	Rencana
97	Pulo Gadung III (GIS)	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	10	2022	Rencana
98	Setiabudi II (GIS)	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	14	2022	Rencana
99	Ciledug IV (GIS)	Ciledug III (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2023	Rencana
100	Cipinang III / Klender (GIS)	Cipinang II / Jatinegara	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2023	Rencana
101	Danayasa III (GIS)	Inc. (Abadi Guna Papan - Mampang Baru)	150 kV	*4 cct, CU 1x1000*	8	2023	Rencana
102	Duren Tiga III / Andara (GIS)	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2023	Rencana
103	Kebon Sirih III (GIS)	Kebon Sirih II (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x2000*	5	2023	Rencana
104	Manggarai III (GIS)	Inc. (Manggarai-Pulomas)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	20	2023	Rencana
105	Pasar Kemis III	Inc. (Pasar Kemis - Cikupa)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2023	Rencana
106	Semanggi Barat III (GIS)	Inc. (Karet Lama-Semanggi Barat)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	8	2023	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
107	CSW IV / Pasar Mede (GIS)	CSW III (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2024	Rencana
108	Pondok Indah IV (GIS)	Inc. (Pondok Indah III-Gandul)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2024	Rencana
109	Abadi Guna Papan IV (GIS)	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2025	Rencana
110	Cawang Baru III (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2025	Rencana
111	Duri Kosambi IV (GIS)	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS	150 kV	*2 cct, CU 1x2000*	5	2025	Rencana
112	Gandaria III (GIS)	Gandaria II / Kebayoran (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
113	Gunung Sahari III	Ancol (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	10	2025	Rencana
114	Harapan Baru (GIS)	Harapan Indah II (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
115	Kembangan IV (GIS)	Inc. (Kembangan-Petukangan)	150 kV	*4 cct, CU 2x1000*	20	2025	Rencana
116	Pegangsaan II (GIS)	Inc. (Pegangsaan-Pulomas)	150 kV	*4 cct, CU 2x800*	20	2025	Rencana
	Jumlah				**1370**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 341 ribu pelanggan sampai dengan 2025 atau rata-rata 34 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 6.199 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.062 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sebesar 3.825 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)
2016	635	657	337	26,813	86
2017	673	595	357	34,892	91
2018	630	632	352	41,866	89
2019	624	617	395	35,929	93
2020	600	592	383	36,492	87
2021	573	603	421	31,835	93
2022	604	565	399	32,473	90
2023	636	615	406	33,076	94
2024	666	577	399	33,751	97
2025	558	609	377	34,441	88
Jumlah	**6,199**	**6,062**	**3,825**	**341,568**	**908**

Dalam RUPTL 2016-2025, 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)

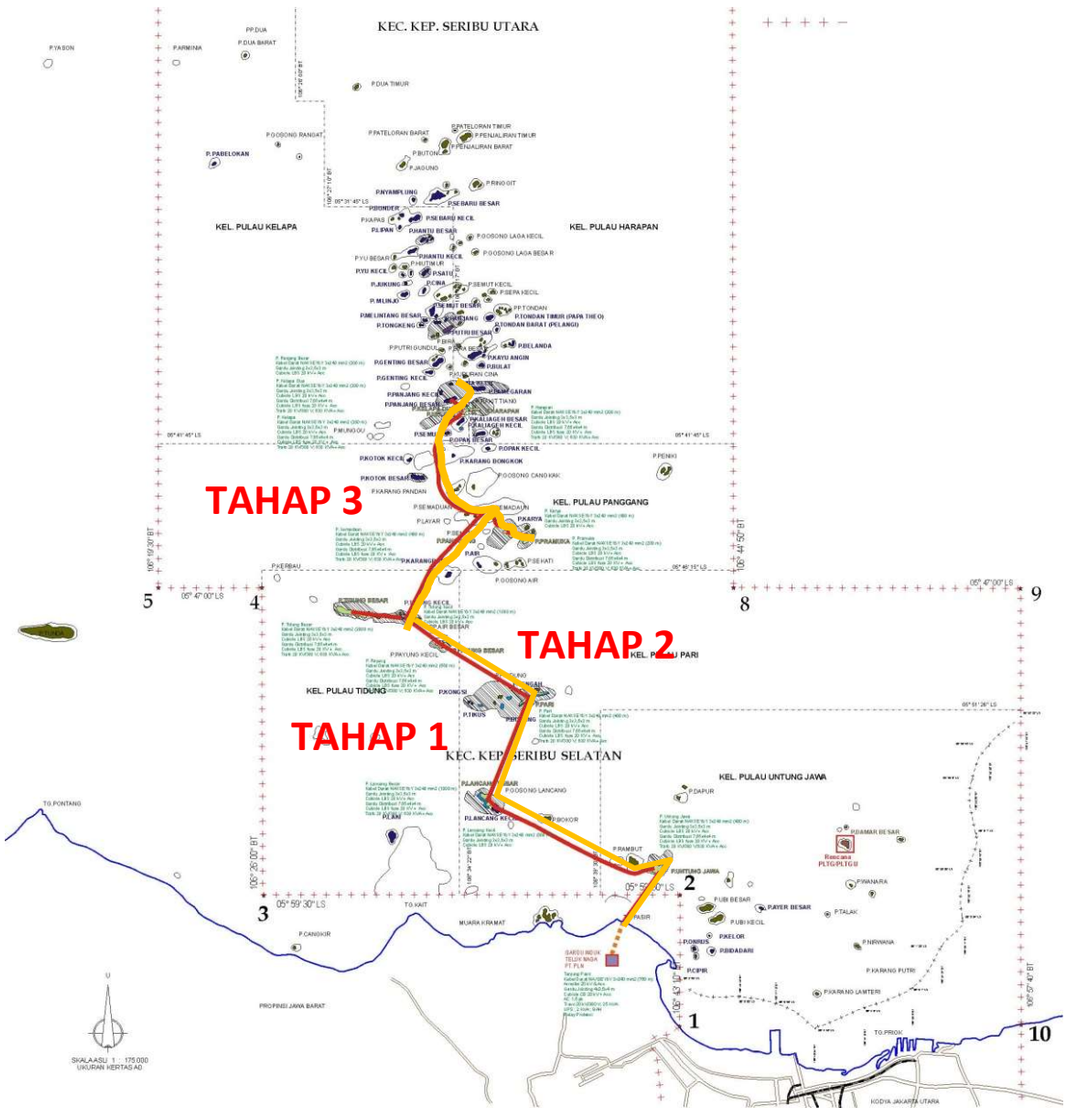
No.	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)
1	GH Tg Pasir-GH P. U.jawa	5,69	0,4
2	GH P U.jawa-GH P.L Kecil	13,39	0,8
3	GH P.L Kecil-GH P.L Besar	0,46	1,0
4	GH P.L Besar–GH Pulau Pari	9,46	0,4
5	GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar	8,85	0,8
6	GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil	3,56	0,6
7	GH P.Payung Kecil-GH 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 2025 adalah USD 7,5 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
2016	29,029	31,042	4,643		1,894	140	581
2017	33,108	35,368	5,287	100	3,934	399	1,303
2018	35,374	37,752	5,641	1,300	4,800	251	2,183
2019	37,635	40,124	5,992		4,720	310	1,133
2020	40,114	42,723	6,377		2,040	97	310

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
2021	42,321	45,027	6,717		1,060	24	172
2022	44,642	47,452	7,075		1,300	72	412
2023	47,001	49,931	7,441		2,340	91	598
2024	49,236	52,276	7,786		780	30	205
2025	51,532	54,713	8,145		1,960	95	670
Jumlah	**409,993**	**436,407**	**65,106**	**1,400**	**24,828**	**1,508**	**7,567**

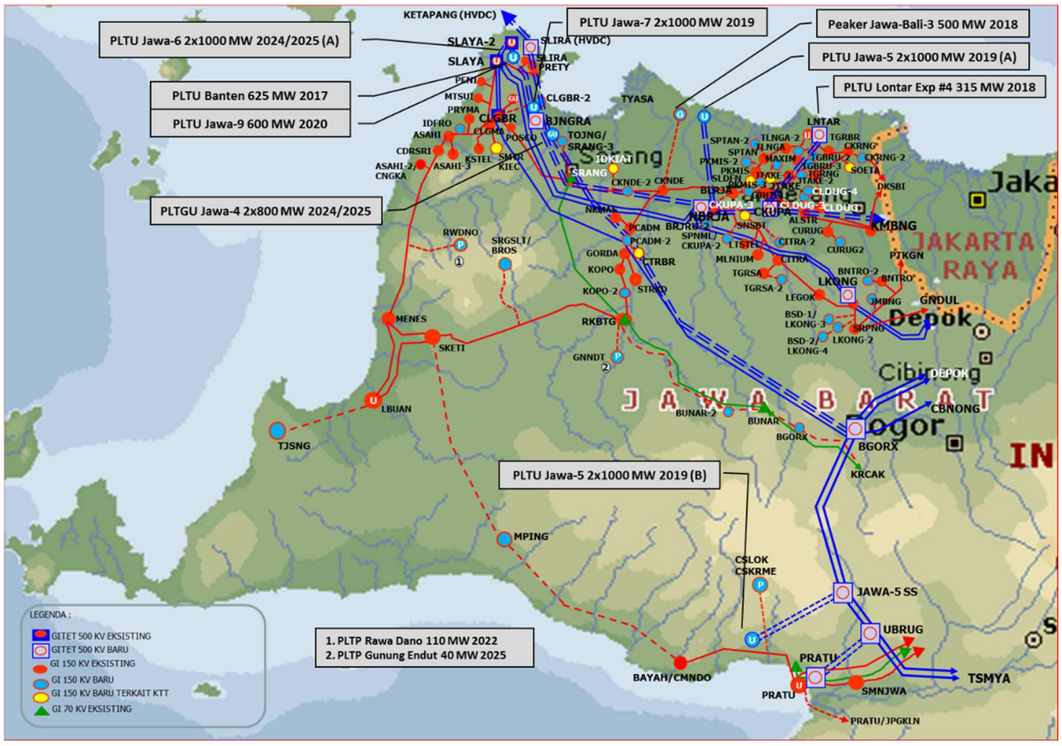
LAMPIRAN B.2
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BANTEN

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 Kelistrikan 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	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang	Daya Mampu
					MW	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	840
Jumlah					**6.310**	**5.862**

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 2016 – 2025 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
2016	7.19	23,515	25,020	4,035	3,252,725
2017	7.74	26,997	28,707	4,628	3,377,833
2018	8.17	29,477	31,326	5,044	3,500,958
2019	8.72	32,200	34,195	5,497	3,601,244
2020	6.97	35,106	37,254	5,980	3,704,500
2021	6.97	37,639	39,914	6,399	3,805,585
2022	6.97	40,705	43,134	6,904	3,909,125
2023	6.97	43,950	46,551	7,438	4,014,402
2024	6.97	47,528	50,319	8,026	4,122,503
2025	6.97	51,348	54,359	8,656	4,234,021
Pertumbuhan (%)	**7.37**	**9.07**	**9.00**	**8.85**	**2.97**

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

[1]Sumber: Draft RUKN 2015-2034

sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 7.998 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3 Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	Kapasitas MW	COD	Status
1	Swasta	PLTM	Cikotok	4.2	2016	Konstruksi
2	Swasta	PLTM	Situmulya	3	2017	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Lebak Tundun	8	2017	Rencana
4	Swasta	PLTU	Banten	625	2017	Konstruksi
5	PLN	PLTU	Lontar Exp	315	2018	Konstruksi
6	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 3	500	2018	Pengadaan
7	Swasta	PLTB	Tersebar	35	2019	Rencana
8	Swasta	PLTM	Bojong Cisono	1.5	2019	Rencana
9	Swasta	PLTU	Jawa-7	1000	2019	Pengadaan
10	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1000	2019	Pengadaan
11	Swasta	PLTU	Jawa-7	1000	2019	Pengadaan
12	Swasta	PLTU	Jawa-5 (FTP2)	1000	2019	Pengadaan
13	Swasta	PLTB	Tersebar	35	2020	Rencana
14	Swasta	PLTM	Karang Ropong (Cibareno 1)	5	2020	Pengadaan
15	Swasta	PLTU	Jawa-9	600	2020	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Bulakan	7	2021	Pengadaan
17	Swasta	PLTM	Nagajaya	6	2021	Rencana
18	Swasta	PLTM	Cikidang	2	2022	Pengadaan
19	Swasta	PLTM	Cisimeut	2	2022	Pengadaan
20	Swasta	PLTM	Cisungsang II	3	2022	Pengadaan
21	Swasta	PLTM	Cidano	1.5	2022	Pengadaan
22	Swasta	PLTP	Rawa Dano (FTP2)	110	2022	Rencana
23	Unallocated	PLTGU	Jawa-4	800	2024	Rencana
24	Swasta	PLTM	Cisiih Mandiri	8	2024	Rencana
25	Swasta	PLTM	Cibareno	3	2024	Rencana
26	Swasta	PLTM	Cisiih Leutik	4	2024	Rencana
27	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2025	Rencana
28	Unallocated	PLTGU	Jawa-4	800	2025	Rencana
29	Swasta	PLTP	Gunung Endut (FTP2)	40	2025	Rencana
Jumlah				**7998**		

Pemerintah melalui Draft RUKN 2015-2034 menargetkan agar bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025, sehingga beberapa PLTU skala besar di Jawa-Bali ditunda pelaksanaanya hingga setelah tahun 2025. Sebagai gantinya

ditambahkan pembangkit berbahan bakar EBT dan gas, untuk mencapai target baruran energi dari EBT sekitar 25% dan gas sekitar 24%. Salah satu pembangkit gas baru yaitu PLTGU Jawa-4 (*Load Follower*) yang akan dikembangkan di Banten karena ada potensi pasokan gas/LNG.

Rencana pengembangan pembangkit di Banten cukup besar, namun kapasitas transmisi di Banten sangat terbatas, sehingga perkuatan transmisi menjadi masalah utama yang perlu diselesaikan.

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, IBT 500/150 kV, dan *spare* trafo IBT sebesar total 4.834 MVA. GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Cikupa yang akan meningkatkan pasokan ke Tangerang dan sekitarnya dan GITET Lontar yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait PLTU Lontar. Daftar lengkap pengembangan GITET seperti pada Tabel B2.4.

Tabel B2.4 Pengembangan GITET 500 kV di Banten

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Lengkong	500/150 kV	*New*	1000	2017	Lelang
2	PLTU Banten	500 kV	*New*	4 LB	2017	Konstruksi
3	Cikupa	500/150 kV	*New*	1000	2019	Rencana
4	PLTU Jawa-5	500 kV	*New*	2 LB	2019	Rencana
5	PLTU Jawa-7	500 kV	*New*	4 LB	2019	Rencana
6	Tanjung Pucut / Salira Switching Station	500 kV DC	*New*	-	2019	Konstruksi
7	Lontar	500/150 kV	*New*	1000	2025	Rencana
8	Balaraja	500/150 kV	*Ext*	500	2016	Operasi
9	Balaraja	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
10	Cilegon	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
11	Balaraja	500 kV	*Ext*	2 LB	2018	Lelang
12	Balaraja	500 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
13	Balaraja	500 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
14	Suralaya Lama	500 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
15	Cikupa	500/150 kV	*Ext*	1000	2020	Rencana
	Jumlah			**4834**		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 10.080 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.5.

Tabel B2.5 Pengembangan GI 150 kV di Banten

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	*New*	5 LB	2016	Rencana
2	Cilegon Baru II	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
3	Millenium	150/20 kV	*New*	120	2016	Operasi
4	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
5	BSD I	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
6	Gajah Tunggal	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
7	Jatake II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
8	Lengkong II	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
9	Malimping	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi
10	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	*New*	120	2017	Lelang
11	Sepatan II	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
12	Sinar Sahabat	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
13	Tangerang Baru II	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
14	Citra Baru Steel	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
15	Lippo Curug II	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
16	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3	150 kV	*New*	2 LB	2018	Rencana
17	Tangerang Baru III	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
18	Tanjung Lesung	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
19	Teluk Naga II	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
20	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
21	Balaraja II	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
22	BSD II	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
23	Cikupa New	150 kV	*New*	8 LB	2019	Rencana
24	Ciledug III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
25	Citra Habitat II	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
26	Jatake III	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
27	Kopo II	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
28	Serpong II	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
29	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
30	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	*New*	120	2020	Rencana
31	Tangerang Baru IV	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
32	Tigaraksa III (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
33	Jatake IV	150/20 kV	*New*	200	2021	Rencana
34	Sulindafin	150/20 kV	*New*	120	2021	Rencana
35	BSD I	150/20 kV	*New*	200	2022	Rencana
36	PLTP Rawadano	150/20 kV	*New*	4 LB	2022	Rencana
37	Cengkareng III	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
38	Cikupa III / Suwarna (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
39	Legok II	150/20 kV	*New*	200	2023	Rencana
40	Bintaro IV (GIS)	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
41	BSD III	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
42	Citra Habitat III	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
43	Sepatan III	150/20 kV	*New*	200	2024	Rencana
44	Lippo Curug III	150/20 kV	*New*	200	2025	Rencana
45	PLTP Gunung Endut	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
46	Bintaro	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
47	Cilegon Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
48	Pasar Kemis	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
49	Saketi Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
50	Saketi Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
51	Serang	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
52	Tangerang Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
53	Tigaraksa	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
54	Balaraja	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
55	Balaraja New	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
56	Balaraja New	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
57	Bayah / Cemindo Gemilang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Konstruksi
58	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
59	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
60	Cilegon Lama	150 kV	*Ext*	1 LB	2017	Rencana
61	Legok	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
62	Lengkong	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
63	Lippo Curug	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
64	Malimping	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
65	Menes	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
66	Millenium	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
67	Pasar Kemis	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
68	PLTU Lontar	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
69	Rangkasbitung II	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
70	Sepatan	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
71	Sepatan	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
72	Tigaraksa	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
73	Kopo	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
74	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
75	Lippo Curug	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
76	Millenium	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
77	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
78	Salira Indah (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
79	Sepatan	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
80	Serang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Lelang
81	Tangerang Baru II	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
82	Tigaraksa	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
83	Balaraja New	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
84	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
85	BSD I	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
86	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	*Ext*	120	2019	Rencana
87	Gajah Tunggal	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
88	Gajah Tunggal	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
89	Jatake II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
90	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
91	Lengkong New	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
92	Lengkong New	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
93	Lippo Curug II	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
94	Sepatan II	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
95	Sinar Sahabat	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
96	Sinar Sahabat	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
97	Tangerang Baru II	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
98	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
99	Sepatan II	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
100	Teluk Naga II	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
101	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
102	Balaraja II	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
103	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
104	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
105	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
106	Cilegon Lama	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
107	Jatake III	150/20 kV	*Ext*	100	2021	Rencana
108	Jatake III	150 kV	*Ext*	2 LB	2021	Rencana
109	Tangerang Baru III	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
110	Citra Habitat II	150/20 kV	*Ext*	100	2022	Rencana
111	Lippo Curug II	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
112	Tangerang Baru III	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
113	Balaraja II	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
114	BSD I	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
115	BSD II	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
116	Cengkareng II	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
117	Ciledug III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
118	Lengkong New	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
119	Lengkong New	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
120	Jatake IV	150/20 kV	*Ext*	100	2024	Rencana
121	Sulindafin	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
122	Tigaraksa III (GIS)	150/20 kV	*Ext*	100	2024	Rencana
123	BSD II	150/20 kV	*Ext*	100	2025	Rencana
124	PLTU Lontar	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
125	Rangkasbitung	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
	Jumlah			**10080**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Transmisi 500 kV (termasuk SUTET/SKLTET Interkoneksi Sumatera Jawa) dan rekonduktoring dengan total sepanjang 1.166 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.6. Opsi untuk mengganti SUTET dengan tower 1 sirkit menjadi tower 2 sirkit menjadi pilihan jika dibandingkan dengan rekonduktoring SUTET eksisting.

Tabel B2.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Banten

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bojanegara	Balaraja	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	120	2016	Konstruksi
2	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	32	2016	Konstruksi
3	Lengkong	Inc. (Balaraja - Gandul)	500 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	8	2017	Rencana
4	PLTU Banten	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	40	2017	Konstruksi
5	Suralaya Lama	Suralaya Baru	500 kV	*1 cct, ACSR 4xZebra*	1	2017	Rencana
6	Balaraja	Kembangan	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	80	2018	Rencana
7	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	128.7	2018	Rencana
8	Balaraja	Gandul	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	92.4	2019	Rencana
9	Bogor X	Inc. (Cilegon - Cibinong)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	60	2019	Lelang
10	Bogor X	Inc. (Depok - Tasikmalaya)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xDove*	6	2019	Lelang
11	Bogor X	Tanjung Pucut / Salira	500 kV DC	*2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)*	220	2019	Lelang
12	Bojanegara	Balaraja	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	120	2019	Rencana
13	Cikupa	Inc. Balaraja – Kembangan	500 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	16	2019	Rencana
14	PLTU Jawa-5	Balaraja atau Inc. Switching (Tasik - Depok)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	60	2019	Rencana
15	PLTU Jawa-7	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	20	2019	Rencana
16	Suralaya Baru	Bojanegara	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	32	2019	Rencana
17	Tanjung Pucut / Salira	Ketapang	500 kV DC	*2 cct, Bipole, HVDC Submarine Cable*	80	2019	Lelang
18	Lontar	Cikupa	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	50	2025	Rencana
	Jumlah				**1166**		

Pada Tabel B2.6 dapat dilihat bahwa terdapat rencana pembangunan transmisi HVDC dari BogorX ke Salira dan terus menyeberangi selat Sunda. Transmisi ini merupakan bagian dari suatu sistem transmisi dengan teknologi *high voltage direct curent* (HVDC) yang transfer energi 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 serta perkuatan transmisi 150 kV dengan total sepanjang 1.223 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B2.7.

Tabel B2.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Banten

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Balaraja New	Citra Habitat	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	24	2016	Konstruksi
2	Bayah / Cemindo Gemilang	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	140	2016	Konstruksi
3	Cikupa II / Spinmill (GIS)	Inc. (Balaraja New - Citra)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2016	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
4	Cilegon	Serang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	45	2016	Konstruksi
5	Lengkong	Serpong	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)*	11.6	2016	Konstruksi
6	Millenium	Inc. (Lautan - Citra)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	8	2016	Operasi
7	PLTU Cilegon	Cilegon Baru II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	5.4	2016	Konstruksi
8	Bandara Soetta	Tx. Cengkareng	150 kV	*2 cct, CU 2x2000*	1	2017	Rencana
9	Bandara Soetta	Cengkareng	150 kV	*2 cct, CU 2x2000*	1	2017	Rencana
10	Bayah	Malimping	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	70	2017	Rencana
11	Bintaro	Serpong	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	18	2017	Lelang
12	BSD I	Inc. (Lengkong - Legok)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
13	Gajah Tunggal	Pasar Kemis	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2017	Rencana
14	Jatake II (GIS)	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
15	Lengkong	Legok	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)*	0.6	2017	Rencana
16	Lengkong II	Inc. (Serpong - Lengkong)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	1.2	2017	Lelang
17	Malimping	Saketi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	80	2017	Konstruksi
18	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
19	Puncak Ardi Mulya II	Inc. (Pucam - Kopo)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	4	2017	Lelang
20	Samator KIEC	Cilegon Lama	150 kV	*1 cct, ACSR 1xZebra*	5	2017	Rencana
21	Sawangan	Depok / Rawadenok (Depok III)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2017	Rencana
22	Sepatan II	Sepatan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2017	Rencana
23	Sinar Sahabat	Balaraja New	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	30	2017	Rencana
24	Tangerang Baru II	PLTU Lontar	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	26	2017	Rencana
25	Balaraja New	Millenium	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	30	2018	Rencana
26	Citra Baru Steel	Puncak Ardi Mulya II	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	4	2018	Rencana
27	CSW III (GIS)	Inc. (Kemang - Antasari)	150 kV	*4 cct, CU 1x1000*	20	2018	Rencana
28	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2018	Rencana
29	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-3	Cikande atau Switching (Cikande - Balaraja)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2018	Rencana
30	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	10	2018	Rencana
31	Tangerang Baru III	Cikupa	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	60	2018	Rencana
32	Tanjung Lesung	PLTU Labuhan	150 kV	*2 cct, ACSR 1xZebra*	70	2018	Rencana
33	Teluk Naga II	Inc. (Lontar - Tangerang Baru II)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2018	Rencana
34	Balaraja II	Inc. (Balaraja New - Millenium)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
35	BSD II	Lengkong II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
36	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Jatake)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2019	Rencana
37	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Pasar Kemis)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2019	Rencana
38	Citra Habitat II	Sinar Sahabat	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	5.4	2019	Rencana
39	Jatake III	Gajah Tunggal	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
40	Serpong II	Inc. (Pondok Indah III-Serpong)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
41	Bintaro III / Jombang (GIS)	Inc. (Bintaro - Serpong)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2020	Rencana
42	Serang Selatan / Baros	Inc. (Saketi - Rangkas)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2020	Rencana
43	Tangerang Baru IV	Inc. (Tangeran Baru III-Cikupa)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2020	Rencana
44	Tigaraksa III (GIS)	Inc. (Citra Habitat-Legok)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2020	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
45	Jatake IV	Jatake III	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2021	Rencana
46	Sulindafin	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2021	Lelang
47	PLTP Rawadano	Inc. (Menes - Asahimas)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	30	2022	Rencana
48	Cengkareng III	Cengkareng II	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	10	2023	Rencana
49	Cikupa III / Suwarna (GIS)	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	4	2023	Rencana
50	Legok II	Lengkong New	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2023	Rencana
51	Bintaro IV (GIS)	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
52	BSD III	BSD II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
53	Citra Habitat III	Citra Habitat II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	5	2024	Rencana
54	Sepatan III	Inc. (Lontar-Tangeran Baru)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2024	Rencana
55	Lippo Curug III	Inc. (Lippo Curug-Cikupa)	150 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	20	2025	Rencana
56	PLTP Gunung Endut	Rangkas Bitung	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	80	2025	Rencana
	Jumlah				**1223**		

Tabel B2.8 Pembangunan Gardu Induk Terkait Interkoneksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Ketapang	500 kV DC	*New*	-	2019	Konstruksi
2	Muara Enim	500 kV DC	*New*	3000	2019	Konstruksi
3	Muara Enim	500 kV	*New*	2 LB	2019	Konstruksi
4	PLTU Sumsel-8	500 kV	*New*	2 LB	2019	Konstruksi
5	PLTU Sumsel-9&10	500 kV	*New*	2 LB	2021	Rencana
6	Muara Enim	500 kV	*Ext*	2 LB	2021	Konstruksi
	Jumlah			**3000**		

Seiring dengan pekerjaan Gardu Induk diatas maka pengembangan transmisi interkoneksi (HVDC) sepanjang 1300 kms hingga ke *Switching Point* Pulau Sumatera seperti ditampilkan dalam Tabel B2.9.

Tabel B2.9 Pembangunan Transmisi Terkait Interkoneksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Muara Enim	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	500 kV DC	*2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)*	200	2019	Konstruksi
2	PLTU Sumsel-8	Muara Enim	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	104	2019	Konstruksi
3	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	Ketapang	500 kV DC	*2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)*	600	2019	Konstruksi
4	PLTU Sumsel-9&10	Muara Enim	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	396	2021	Rencana
	Jumlah				**1300**		

Teknologi yang digunakan transmisi interkoneksi adalah HVDC karena teknologi ini mampu untuk mentransfer energi dengan tidak mengganggu kestabilan masing-masing sistem. Interkoneksi Sumatera Jawa mampu mentransfer daya sebesar 3000 MW.

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 1,15 juta pelanggan atau rata-rata 115 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 9.791 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 6.259 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 4.425 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B2.10 berikut.

Tabel B2.10 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	959	638	391	172,946	95
2017	929	569	408	125,108	92
2018	887	617	401	123,125	92
2019	922	640	446	100,286	98
2020	894	612	428	103,256	95
2021	930	623	463	101,085	101
2022	981	607	447	103,540	101
2023	1,070	646	476	105,278	106
2024	1,151	636	484	108,100	109
2025	1,069	670	482	111,518	106
Jumlah	**9,791**	**6,259**	**4,425**	**1,154,242**	**994**

B2.4. Ringkasan

Investasi yang dibutuhkan untuk membangun sistem kelistrikan mulai dari pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi di provinsi Banten sampai dengan tahun 2025 adalah USD 13.3 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi untuk provinnsi Banten sampai dengan tahun 2025 seperti tersebut dalam Tabel B2.11.

Tabel B2.11 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
2016	23,515	25,020	4,035	4	1,374	406	234
2017	26,997	28,707	4,628	636	2,860	406	1,169
2018	29,477	31,326	5,044	815	1,080	443	1,245
2019	32,200	34,195	5,497	4,037	2,980	788	6,543
2020	35,106	37,254	5,980	640	1,900	68	1,121
2021	37,639	39,914	6,399	13	860	30	164

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
2022	40,705	43,134	6,904	119	420	30	578
2023	43,950	46,551	7,438		1,020	24	152
2024	47,528	50,319	8,026	815	1,060	45	908
2025	51,348	54,359	8,656	920	1,360	150	1,241
Jumlah	**368,466**	**390,778**		**7,998**	**14,914**	**2,389**	**13,357**

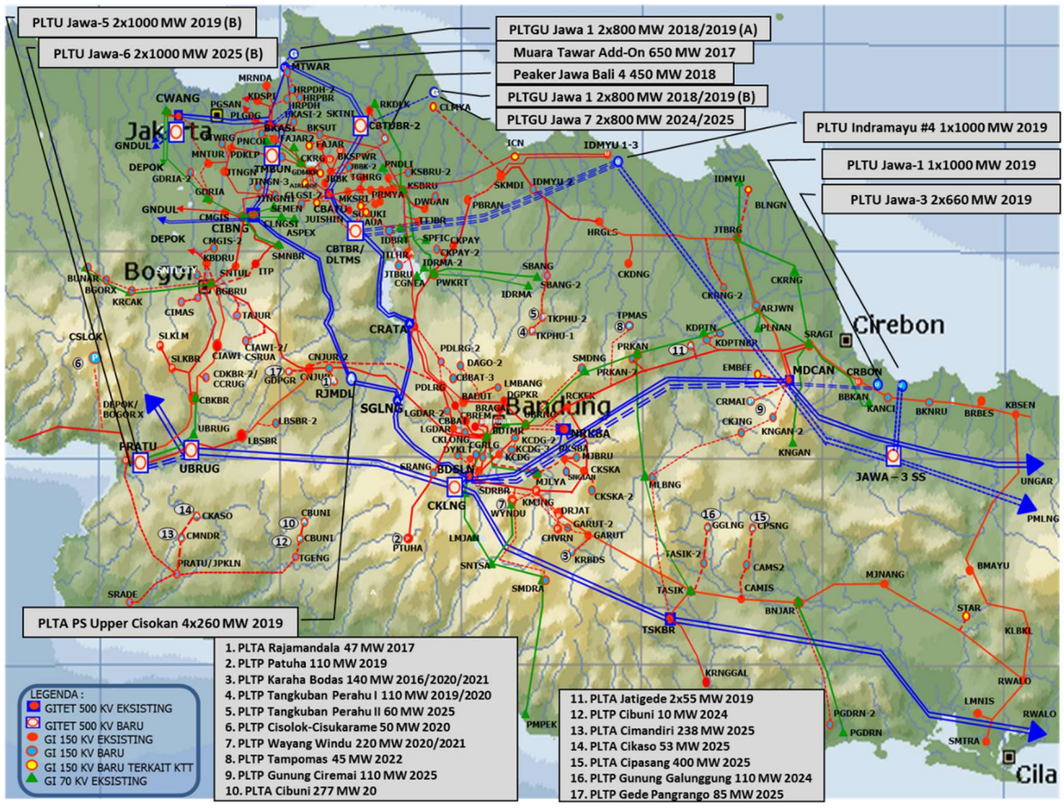
LAMPIRAN B.3
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat diperkirakan sampai Agustus 2015 sekitar 6.364 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV sebesar 8.588 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, PLTG Sunyaragi serta beberapa PLTP dan PLTA.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 7 GITET yaitu Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya, Ujung Berung (belum optimal), Cibinong dan Mandirancan dengan kapasitas 7.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.



Gambar B3.1. Peta Jaringan Kelistrikan di Provinsi Jawa Barat

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan & memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi. GITET Ujungberung saat belum dapat optimal membantu pasokan 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, PLTP Darajat dan PLTP Wayang Windu memasok Kab. Tasikmalaya, Kab. Garut, Kab. Sumedang, Kab. Banjar dan Kab. Ciamis.
- GITET Mandirancan memasok Kab. Cirebon, Kab. Kuningan dan Kab. Indramayu.
- GITET Cibatu memasok Tambun, Cikarang dan Karawang, dan Kab. Bekasi.
- GITET Cibinong dan PLTP Salak memasok Kab. Bogor, Kab. Cianjur dan Kab Sukabumi beserta sebagian Jakarta Timur.

Rincian pembangkit terpasang sebesar 8.178 MW seperti ditunjukkan pada Tabel B3.1.

Tabel B3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama	Jenis	Jenis	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	274
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	20	18
18	Sunyaragi 3-4	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	0	0
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	105
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	61
23	Kamojang 5	PLTP	Panas Bumi	Swasta	30	33
24	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55	52
25	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	Swasta	70	90
26	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	Swasta	110	106
27	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	Swasta	220	225
28	Indramayu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	990	870
29	Cirebon	PLTU	Batubara	IPP	660	660
30	Pelabuhan Ratu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	1,050	969
31	Bekasi Power	PLTGU	Gas	IPP	120	120
32	Patuha	PLTP	Panas Bumi	Swasta	55	55
Jumlah					**8178**	**7899**

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 2016 – 2025 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
2016	7.19	46,536	50,015	7,755	12,545,304
2017	7.74	50,866	54,603	8,455	13,125,536
2018	8.17	56,213	60,281	9,322	13,742,765
2019	8.72	60,224	64,528	9,965	13,970,876
2020	6.97	63,956	68,477	10,561	14,330,077
2021	6.97	68,504	73,309	11,291	14,562,543
2022	6.97	72,733	77,797	11,966	14,795,958
2023	6.97	77,279	82,618	12,690	15,030,793
2024	6.97	82,239	87,869	13,478	15,267,065
2025	6.97	87,641	93,615	14,340	15,505,147
Pertumbuhan (%)	**7.37**	**7.29**	**7.21**	**7.07**	**2.38**

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 494,89 MMSTB, dan gas bumi sebesar 3,18 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[2].

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 atau mencari pasokan gas baru.

[2] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan pembangkit sampai dengan tahun 2025 sebesar 13.535 MW dengan perincian ditampilkan pada Tabel B3.3 berikut.

Tabel B3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTBm	Tersebar	12	2016	Rencana
2	Swasta	PLTM	Cianten 1	2	2016	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Cisanggiri	3	2016	Pendanaan
4	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	30	2016	Konstruksi
5	Swasta	PLTSa	Tersebar	14	2016	Rencana
6	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2016	Rencana
7	PLN	PLTGU	Muara Tawar Add-on 2,3,4	650	2017	Rencana
8	Swasta	PLTA	Rajamandala	47	2017	Konstruksi
9	Swasta	PLTM	Cirompang	8	2017	Konstruksi
10	Swasta	PLTM	Cianten 2	5	2017	Konstruksi
11	Swasta	PLTM	Cianten 1B	6	2017	Pengadaan
12	Swasta	PLTM	Cianten 3	6	2017	Rencana
13	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2017	Rencana
14	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2018	Rencana
15	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2018	Pengadaan
16	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 4	450	2018	Rencana
17	Swasta	PLTM	Cibalapulang	9	2018	Konstruksi
18	Swasta	PLTM	Cilaki 1B	10	2018	Pendanaan
19	Swasta	PLTM	Cibalapulang-2	7	2018	Pendanaan
20	Swasta	PLTM	Cibalapulang-3	6	2018	Pendanaan
21	Swasta	PLTM	Pusaka-1	9	2018	Pendanaan
22	Swasta	PLTM	Pusaka-3	3	2018	Pendanaan
23	Swasta	PLTSa	Tersebar	10	2018	Rencana
24	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi
25	PLN	PLTA	Jatigede (FTP2)	55	2019	Konstruksi
26	PLN	PLTU	Indramayu-4 (FTP2)	1,000	2019	Rencana
27	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
28	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
29	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
30	PLN	PS	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	260	2019	Konstruksi
31	Swasta	PLTB	Tersebar	80	2019	Rencana
32	Swasta	PLTGU	Jawa-1	800	2019	Pengadaan
33	Swasta	PLTM	Cimandiri	3	2019	Pendanaan
34	Swasta	PLTM	Pakenjeng Bawah	6	2019	Pendanaan
35	Swasta	PLTM	Cikopo-2	7	2019	Pendanaan
36	Swasta	PLTM	Cicatih	6	2019	Pendanaan
37	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Konstruksi
38	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2019	Rencana

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
39	Swasta	PLTP	Patuha (FTP2)	55	2019	Rencana
40	Swasta	PLTU	Jawa-1 (FTP2)	1,000	2019	Pengadaan
41	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2019	Pengadaan
42	Swasta	PLTU	Jawa-3 (FTP2)	660	2019	Pengadaan
43	Swasta	PLTB	Tersebar	90	2020	Rencana
44	Swasta	PLTM	Kalapa Nunggal	3	2020	Pendanaan
45	Swasta	PLTM	Kertamukti	6	2020	Rencana
46	Swasta	PLTM	Pesantren-1	2	2020	Rencana
47	Swasta	PLTM	Cikaengan-2	7	2020	Pengadaan
48	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 1 (FTP2)	55	2020	Rencana
49	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2020	Rencana
50	Swasta	PLTP	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	50	2020	Rencana
51	Swasta	PLTP	Wayang Windu 3 (FTP2)	110	2020	Rencana
52	Swasta	PLTM	Cikaengan	5	2021	Pengadaan
53	Swasta	PLTM	Cikandang	6	2021	Pengadaan
54	Swasta	PLTM	Sukamaju	8	2021	Rencana
55	Swasta	PLTM	Kanzy-5	5	2021	Rencana
56	Swasta	PLTM	Cilayu Kulon	5	2021	Rencana
57	Swasta	PLTM	Ciherang	2	2021	Rencana
58	Swasta	PLTM	Cibuni Mandiri	2	2021	Rencana
59	Swasta	PLTM	Cibuni	3	2021	Rencana
60	Swasta	PLTP	Karaha Bodas (FTP2)	55	2021	Rencana
61	Swasta	PLTP	Wayang Windu 4 (FTP2)	110	2021	Rencana
62	Swasta	PLTSa	Tersebar	16	2021	Rencana
63	Swasta	PLTM	Cilaki 1A	3	2022	Pengadaan
64	Swasta	PLTM	Ciasem	3	2022	Pengadaan
65	Swasta	PLTM	Caringin	4	2022	Pengadaan
66	Swasta	PLTP	Tampomas (FTP2)	45	2022	Rencana
67	Swasta	PLTM	Ciarinem	3	2023	Pengadaan
68	Swasta	PLTM	Cibatarua Panyairan	8	2023	Rencana
69	Swasta	PLTM	Toblong	6	2023	Rencana
70	Unallocated	PLTGU	Jawa-7	800	2024	Rencana
71	Swasta	PLTM	Jatisari	5	2024	Rencana
72	Swasta	PLTM	Cikaengan Najaten	7	2024	Rencana
73	Swasta	PLTM	Cirompang Mekarmukti	4	2024	Rencana
74	Swasta	PLTM	Cileat	5	2024	Rencana
75	Swasta	PLTM	Cimaja	3	2024	Rencana
76	Swasta	PLTP	Cibuni (FTP2)	10	2024	Rencana
77	Unallocated	PLTP	Gunung Galunggung	110	2024	Rencana
78	Unallocated	PLTA	Cimandiri-3	119	2025	Rencana
79	Unallocated	PLTA	Cimandiri-3	119	2025	Rencana
80	Unallocated	PLTA	Cikaso-3	53	2025	Rencana
81	Unallocated	PLTA	Cipasang	200	2025	Rencana
82	Unallocated	PLTA	Cipasang	200	2025	Rencana
83	Unallocated	PLTA	Cibuni-3	172	2025	Rencana
84	Unallocated	PLTA	Cibuni-4	105	2025	Rencana
85	Swasta	PLTB	Tersebar	160	2025	Rencana
86	Unallocated	PLTGU	Jawa-7	800	2025	Rencana

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
87	Swasta	PLTM	Cijampang 1	1	2025	Pengadaan
88	Swasta	PLTM	Cikaniki 1	3	2025	Pengadaan
89	Swasta	PLTM	Cikaniki 2	3	2025	Pengadaan
90	Swasta	PLTM	Pakenjeng Atas	4	2025	Pengadaan
91	Swasta	PLTM	Cikawung Bawah	3	2025	Rencana
92	Swasta	PLTM	Cikawung Atas	5	2025	Rencana
93	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2025	Rencana
94	Swasta	PLTP	Tangkuban Perahu 2 (FTP2)	30	2025	Rencana
95	Swasta	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	55	2025	Rencana
96	Swasta	PLTP	Gunung Ciremai (FTP2)	55	2025	Rencana
97	Unallocated	PLTP	Gede Pangrango	85	2025	Rencana
98	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1,000	2025	Rencana
99	PLN	PLTU	Jawa-6 (FTP2)	1,000	2025	Rencana
Jumlah				**13535**		

Ada beberapa pembangkit yang ditunda dan dipindahkan lokasinya dari Jawa Barat, yaitu:

- PLTU Jawa-6 yang dalam RUPTL sebelumnya direncanakan di Provinsi Jawa Barat terkendala masalah RTRW (Rencana Tata Ruang dan Wilayah) sehingga dibuka alternatif lokasi di Jawa Barat atau Banten.

- PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi (Jawa Barat) tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) dan kapasitasnya ditingkatkan dari 400 MW menjadi 700 MW.

- PLTU Jawa-11 ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV khususnya untuk meningkatkan penjualan dan pasokan di Industri-Industri dan Kawasan Industri di sepanjang Bekasi, Cikarang, dan Karawang beserta peningkatan pasokan di GITET eksisting. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Ubrug sebagai GITET yang akan meningkatkan keandalan pasokan terkait dengan PLTU Pelabuhan Ratu.

Kapasitas total pengembangan GITET 500 kV sebesar 13.502 MVA seperti pada Tabel B3.4.

Tabel B3.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Barat

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	*New*	1000	2017	Rencana
2	Tambun (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2017	Rencana
3	Cibatu Baru II / Sukatani	500/150 kV	*New*	1000	2018	Rencana
4	Cikalong	500/150 kV	*New*	500	2018	Rencana
5	PLTGU Jawa-1	500 kV	*New*	2 LB	2018	Rencana
6	Bogor X	500/150 kV	*New*	1000	2019	Rencana
7	Bogor X (Converter Station)	500 kV DC	*New*	3000	2019	Rencana
8	Indramayu	500 kV	*New*	4 LB	2019	Rencana
9	Jawa-3 PLTU	500 kV	*New*	2 LB	2019	Rencana
10	Jawa-3 Switching	500 kV	*New*	4 LB	2019	Rencana
11	PLTU Jawa-1	500 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
12	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	*New*	2 LB	2019	Rencana
13	Matenggeng PLTA PS	500 kV	*New*	4 LB	2023	Rencana
14	Ubrug	500/150 kV	*New*	1000	2025	Rencana
15	Cibinong	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
16	Cirata	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
17	Gandul	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
18	Muara Tawar	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
19	New Ujungberung	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
20	Bandung Selatan	500 kV	*Ext*	2 LB	2017	Lelang
21	Cibatu	500/150 kV	*Spare*	167	2017	Rencana
22	Cibinong	500/150 kV	*Ext*	500	2017	Rencana
23	Cirata	500/150 kV	*Ext*	500	2017	Rencana
24	Gandul	500/150 kV	*Ext*	500	2017	Rencana
25	Bandung Selatan	500 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
26	Mandirancan	500/150 kV	*Ext*	500	2018	Rencana
27	Mandirancan	500 kV	*Ext*	1 LB	2018	Rencana
28	Muara Tawar	500/150 kV	*Ext*	1000	2018	Konstruksi
29	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
30	Depok	500 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
31	Gandul	500 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
32	Gandul	500 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
33	Mandirancan	500 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
34	Tx. Mandirancan	500 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
35	Gandul	500 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
36	Tambun (GIS)	500/150 kV	*Ext*	1000	2020	Rencana
	Jumlah			**13502**		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo pada GI eksisting dengan total kapasitas 12.270 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.5.

Tabel B3.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Barat

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
2	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
3	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
4	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
5	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
6	Jatiluhur Baru	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
7	Kanci	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
8	PLTP Karaha Bodas	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
9	Rajapaksi	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
10	Rancakasumba New	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
11	Sukatani Gobel	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
12	Balongan	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
13	Bandung Timur Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
14	Bekasi II / Pinggir Kali / Sumarecon	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
15	Bekasi Utara / Tarumajaya	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
16	Bengkok Baru / Dago II (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
17	Bunar Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
18	Cangkring Baru / Kapetakan	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
19	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
20	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
21	Cikijing	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi
22	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
23	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
24	Depok II (GIS)	150/20 kV	*New*	180	2017	Lelang
25	Indomulia Cipta Nusantara	150 kV	*New*	5 LB	2017	Rencana
26	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
27	Kadipaten	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
28	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
29	Kiaracondong II / Rancanumpang	150/20 kV	*New*	120	2017	Lelang
30	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
31	Kracak Baru	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
32	Kuningan Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
33	Majalaya Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
34	Malangbong Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
35	Muara Tawar	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi
36	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi
37	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
38	Rengasdengklok II / Cilamaya	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
39	Samator KIEC	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
40	Sawangan	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
41	Sumedang Baru / Tanjung Sari	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
42	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
43	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
44	Babakan Baru	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
45	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
46	Cibadak Baru II / Cicurug	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
47	Cikalong	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
48	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
49	Parakan Kondang Baru	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
50	Taman Mekar	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
51	Telukjambe II	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
52	Bogor X	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
53	Cikande II	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
54	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
55	Rancakasumba II / Sangian	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
56	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
57	Dawuan II / Cipasanggrahan	150/20 kV	*New*	100	2020	Rencana
58	Pangandaran Baru / Cikatomas	150/20 kV	*New*	120	2020	Rencana
59	PLTP Cisolok Sukarame	150/20 kV	*New*	4 LB	2020	Rencana
60	Sentul City	150/20 kV	*New*	200	2020	Rencana
61	Panasia II / Warung Lobak	150/20 kV	*New*	120	2021	Rencana
62	Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2022	Rencana
63	Garut II / Leles	150/20 kV	*New*	60	2022	Rencana
64	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	*New*	120	2022	Rencana
65	PLTP Tampomas	150/20 kV	*New*	60	2022	Rencana
66	Ciamis II / Kawali	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
67	Ciawi Baru II / Cisarua	150/20 kV	*New*	120	2023	Rencana
68	Cibabat III / Gunung Batu	150/20 kV	*New*	100	2023	Rencana
69	Kosambi Baru II	150/20 kV	*New*	100	2024	Rencana
70	PLTP Cibuni	150/20 kV	*New*	60	2024	Rencana
71	PLTP Gunung Galunggung	150/20 kV	*New*	60	2024	Rencana
72	Sumadra Baru	150/20 kV	*New*	120	2024	Rencana
73	Cikasungka II / Nagreg	150/20 kV	*New*	120	2025	Rencana
74	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	*New*	100	2025	Rencana
75	PLTA Cibuni	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
76	PLTA Cikaso	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
77	PLTA Cimandiri	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
78	PLTA Cipasang	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
79	PLTP Gede Pangrango	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
80	PLTP Gunung Ciremai	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
81	PLTP Tangkuban Perahu II	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
82	Ubrug New	150 kV	*New*	4 LB	2025	Rencana
83	Bandung Selatan	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
84	Bandung Selatan	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
85	Banjar	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
86	Brebes	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
87	Brebes	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
88	Chandra Asri	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2016	Rencana
89	Ciamis	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
90	Cianjur	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Operasi
91	Ciawi Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
92	Cibeureum	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Rencana
93	Drajat	150 kV	*Upr*	4 LB	2016	Konstruksi
94	Garut	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
95	Garut	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
96	Garut	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
97	Garut	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
98	Haurgeulis	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
99	Kamojang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Lelang
100	Kamojang	150 kV	*Upr*	4 LB	2016	Konstruksi
101	Kebasen	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
102	Kedungbadak Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
103	Kedungbadak Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Rencana
104	Kosambi Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Operasi
105	Lembursitu Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Lelang
106	Malangbong	70/20 kV	*Upr*	30	2016	Konstruksi
107	Maligi	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Konstruksi
108	Pabuaran	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
109	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
110	Poncol Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
111	Poncol Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
112	Rancakasumba New	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
113	Santosa	70/20 kV	*Ext*	20	2016	Konstruksi
114	Sukamandi	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
115	Sunyaragi	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
116	Tasikmalaya New	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
117	Telukjambe	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Rencana
118	Arjawinangun	70/20 kV	*Upr*	30	2017	Rencana
119	Babakan	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Rencana
120	Banjar	150/70 kV	*Upr*	100	2017	Rencana
121	Bekasi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
122	Bekasi	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
123	Bekasi	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
124	Bogor Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
125	Bogor Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
126	Chandra Asri	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
127	Cibatu	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
128	Cibatu	150 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
129	Cikande	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
130	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
131	Cikasungka	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
132	Cikedung	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
133	Cikijing	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
134	Cikumpay	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
135	Cimanggis	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
136	Cirata	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
137	Depok II (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
138	Depok III / Rawadenok	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
139	Depok III / Rawadenok	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
140	Depok III / Rawadenok	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
141	Garut	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
142	ITP	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
143	Jatibarang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
144	Jatiluhur	150 kV	*Upr*	4 LB	2017	Rencana
145	Kadipaten Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
146	Kedung Badak	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
147	Kedungbadak	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
148	Kedungbadak Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
149	KIIC II / Margakaya	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
150	Kosambi Baru	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
151	Kuningan	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Rencana
152	Lagadar	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
153	Malangbong Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
154	Mandirancan	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
155	Mekarsari	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
156	Padalarang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
157	Padalarang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
158	Padalarang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
159	Padalarang Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
160	Padalarang Baru	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
161	Pameungpeuk	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Rencana
162	Panasia	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
163	Pangandaran	70/20 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
164	Parakan	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Rencana
165	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
166	Peruri	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
167	Pinayungan	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
168	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
169	Plumpang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
170	Poncol Baru	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
171	Poncol Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
172	Rancaekek	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
173	Rancakasumba	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
174	Rancakasumba	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
175	Rancakasumba New	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
176	Rancakasumba New	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
177	Rancakasumba New	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
178	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
179	Semen Baru Cibinong	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
180	Sentul	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
181	Sukamandi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
182	Sunyaragi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
183	Sunyaragi	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
184	Tasikmalaya	150/70 kV	*Ext*	100	2017	Rencana
185	Tasikmalaya New	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
186	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
187	Tegal Herang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
188	Telukjambe	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
189	Ujungberung	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Lelang
190	Bandung Utara	150 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
191	Bunar Baru	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
192	Cibeureum	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
193	Cigereleng	150 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
194	Cikande	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
195	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
196	Gandul	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
197	Jababeka	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
198	Kadipaten Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
199	Karangnunggal	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
200	Kemang	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
201	KIIC II / Margakaya	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
202	Kosambi Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
203	Kracak Baru	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
204	Lagadar	150/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
205	Mekarsari	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
206	Pabuaran	150/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
207	Padalarang	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
208	Pameungpeuk	70/20 kV	*Upr*	30	2018	Rencana
209	Parungmulya	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
210	PLTU Labuhan	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
211	Rancaekek	150/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
212	Rancakasumba New	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
213	Rengasdengklok	70/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
214	Sukamandi	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
215	Sukatani Gobel	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
216	Ujungberung	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
217	Bogor Baru II	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
218	Cianjur	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
219	Ciawi Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
220	Padalarang	150/20 kV	*Ext*	-	2019	Rencana
221	Rancakasumba	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
222	Subang Baru / Pamanukan	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
223	Banjar	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
224	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
225	Dawuan	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
226	Pabuaran	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
227	Tegal Herang	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
228	Trans I	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
229	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
230	Lembursitu Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
231	Kanci	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
232	Rengasdengklok II / Cilamaya	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
233	Tasikmalaya	150/20 kV	*Upr*	60	2022	Rencana
234	Ciamis	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
235	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
236	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
237	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
238	Arjawinangun Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
239	Tasikmalaya	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
240	Tasikmalaya New	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
241	Wayang Windu	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
242	Ciamis II / Kawali	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
243	Cianjur	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
244	Cianjur II / PLTA Rajamandala	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
245	Cikasungka	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
246	Mandirancan	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
247	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
248	PLTA Cimandiri	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
249	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
250	Sukatani Gobel	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
251	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
252	Tanggeung	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
253	Telukjambe II	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
	Jumlah			**12270**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV beserta perkuatan SUTET terkait (termasuk sebagian pekerjaan *Central-West Java Transmission Lines*) sepanjang 1252 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.6.

Tabel B3.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Barat

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bandung Selatan	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xGannet*	4	2017	Konstruksi
2	Cibatu Baru / Deltamas	Inc. (Cibatu - Cirata)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	8	2017	Rencana
3	Tambun (GIS)	Inc. (Bekasi - Cibinong)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	12	2017	Lelang
4	Cibatu Baru II / Sukatani	Inc. (Muara Tawar - Cibatu)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	20	2018	Rencana
5	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xGannet*	2	2018	Rencana
6	Mandirancan	Bandung Selatan	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	236	2018	Rencana
7	PLTGU Jawa-1	Muara Tawar atau Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	2	2018	Rencana
8	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	260	2019	Rencana
9	Jawa-3 Switchyard	Jawa-3 Switching	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2019	Rencana
10	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2019	Rencana
11	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	15	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
12	Switching PLTU Jawa-3	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	40	2019	Rencana
13	Tx. Mandirancan	Indramayu	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	180	2019	Rencana
14	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xGannet*	30	2019	Rencana
15	Gandul	Depok	500 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)*	15	2020	Rencana
16	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Rawalo)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xDove*	120	2023	Rencana
17	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas atau Tambun (GIS)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	260	2025	Rencana
18	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	8	2025	Rencana
	Jumlah				**1252**		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 4.279 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B3.7.

Tabel C3.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Barat

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	Inc. (Jatibarang - Mandirancan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	2	2016	Konstruksi
2	Bandung Selatan	Garut	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	66	2016	Konstruksi
3	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	66	2016	Konstruksi
4	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xDove*	0.4	2016	Konstruksi
5	Bogor Kota (GIS)	Kedungbadak Baru	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	20	2016	Konstruksi
6	Cikarang Baru Lippo	Inc. (Cibatu - Gandamekar)	150 kV	*4 cct, ACSR 1xZebra*	2	2016	Konstruksi
7	Cimanggis II / Tengah	Inc. (Kedungbadak - Depok / Rawadenok (Depok III))	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	15.2	2016	Konstruksi
8	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	130	2016	Konstruksi
9	Drajat	Garut	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	50.72	2016	Konstruksi
10	Gandul	Petukangan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	28	2016	Lelang
11	Gandul	Serpong	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	40	2016	Konstruksi
12	Garut	Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	80.5	2016	Konstruksi
13	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2016	Konstruksi
14	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	91.6	2016	Konstruksi
15	Kamojang	Drajat	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	27.8	2016	Konstruksi
16	Kanci	Inc. (PLTU Kanci - Brebes)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	24	2016	Konstruksi
17	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	118.2	2016	Konstruksi
18	Lagadar	Padalarang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	21.66	2016	Konstruksi
19	Padalarang	Cibabat	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2016	Konstruksi
20	PLTP Kamojang	Kamojang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	2	2016	Lelang
21	PLTP Karaha Bodas	Garut	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2016	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
22	Rancakasumba New	Inc. (Ujungberung - Rancaekek)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2016	Konstruksi
23	Sukatani / Gobel	Inc. (Bekasi Utara - Kosambi Baru)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2016	Konstruksi
24	Tasikmalaya New	Tx. Ciamis - Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	128	2016	Konstruksi
25	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	62	2016	Konstruksi
26	Aspek	Cileungsi	70 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	1	2017	Rencana
27	Balongan	Jatibarang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	34	2017	Rencana
28	Bandung Timur Baru	Ujungberung	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	18	2017	Rencana
29	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	25.6	2017	Lelang
30	Bekasi	Plumpang	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	32	2017	Rencana
31	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	Bekasi	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	8	2017	Rencana
32	Bekasi Utara / Tarumajaya	Inc. (Bekasi - Kosambi Baru)	150 kV	*4 cct, ACSR 1xZebra*	16	2017	Rencana
33	Bengkok Baru / Dago II(GIS)	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
34	Bogor Baru	Kedung Badak Baru	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
35	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	72	2017	Rencana
36	Cangkring Baru / Kapetakan	Inc. (Jatibarang - Haurgeulis)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
37	Cianjur II / PLTA Rajamandala	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2017	Rencana
38	Cibadak Baru II / Cicurug	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	280	2017	Konstruksi
39	Cibadak Baru II / Cicurug	Inc. (Cibadak Baru - Ciawi)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
40	Cibatu Baru / Deltamas	KIIC II / Margakaya	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	22	2017	Rencana
41	Cibatu Baru / Deltamas	Gandamekar	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	31	2017	Rencana
42	Cibinong	Cimanggis	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	13.2	2017	Rencana
43	Cigereleng	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	78.2	2017	Rencana
44	Cigereleng	Lagadar	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	32.76	2017	Rencana
45	Cikijing	Mandirancan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	80	2017	Konstruksi
46	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cirata - Cikumpay)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
47	Dayeuhkolot (GIS)	Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	6	2017	Lelang
48	Depok II (GIS)	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	*2 cct, ACSR 2xDrake*	8	2017	Lelang
49	Depok III / Rawadenok	Depok II	150 kV	*2 cct, CU 2x1000*	8	2017	Lelang
50	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Kosambi)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	12	2017	Rencana
51	ITP	Bogor Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
52	Jababeka II / Pamahan	Inc. (Jababeka - Tegalherang)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
53	Jatiluhur	Padalarang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)*	81.6	2017	Rencana
54	Kadipaten	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2017	Rencana
55	Kadipaten Baru II / Kertajati	Kadipaten Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	32	2017	Rencana
56	Kiaracondong II / Rancanumpang	Inc. (Kiaracondong - Ujungberung)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	16	2017	Lelang
57	KIIC II / Margakaya	Pinayungan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
58	Kosambi Baru	Jatiluhur	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	45.8	2017	Rencana
59	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
60	Kuningan Baru	Inc. (Cikijing - Mandiracan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
61	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	30	2017	Rencana
62	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	74	2017	Lelang
63	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	80	2017	Rencana
64	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
65	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	40	2017	Rencana
66	PLTGU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2017	Konstruksi
67	Poncol Baru II (GIS)	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	12	2017	Konstruksi
68	Poncol Baru II (GIS)	Poncol Baru	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	2	2017	Rencana
69	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	17.5	2017	Rencana
70	Purwakarta	Kosambi Baru	70 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	23	2017	Rencana
71	Rajapaksi	Inc. (Cikarang - Gandamekar)	150 kV	*4 cct, CU 1x2000*	12	2017	Lelang
72	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	166	2017	Konstruksi
73	Rengasdengklok II / Cilamaya	Sukamandi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2017	Rencana
74	Sumedang Baru / Tanjung Sari	Rancakasumba / Ujungberung New	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
75	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Box Bojong Menteng	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	2	2017	Rencana
76	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2017	Rencana
77	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*2 cct, ACSR 1xZebra*	120	2017	Rencana
78	Babakan Baru	Inc. (Kanci - Brebes)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	60	2018	Rencana
79	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2018	Rencana
80	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	30	2018	Rencana
81	Cibatu Baru / Deltamas	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	13.4	2018	Rencana
82	Cikalong	Inc. (Cigereleng - Lagadar)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2018	Rencana
83	Gandul	Kemang	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	24	2018	Rencana
84	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	60	2018	Rencana
85	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Padalarang Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2018	Rencana
86	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	Cirata	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2018	Rencana
87	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2018	Rencana
88	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4	Jababeka	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	10.2	2018	Rencana
89	PLTGU / MG Peaker Jawa-Bali-4	Sukatani	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	16	2018	Rencana
90	Telukjambe II	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	28	2018	Rencana
91	Telukjambe II	Inc. (Tatajabar - Jatiluhur Baru)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2018	Rencana
92	Bogor X	Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	8	2019	Rencana
93	Cianjur	Padalarang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	83.2	2019	Rencana
94	Cikande II	Inc. (Serang - Cikande)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
95	PLTP Tangkuban Perahu I	Subang Baru / Pamanukan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	15	2019	Rencana
96	Rancakasumba II / Sangian	Rancakasumba	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Rencana
97	Rancakasumba New	Ujungberung	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Konstruksi
98	Sentul City	Bogor Baru II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
99	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2019	Rencana
100	Dawuan II / Cipasanggrahan	Dawuan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2020	Rencana
101	Pangandaran Baru / Cikatomas	Banjar	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	100	2020	Rencana
102	PLTP Cisolok Sukarame	Inc. (Pelabuhan Ratu - Bayah)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	32	2020	Rencana
103	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Tambun	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	12.4	2020	Rencana
104	Trans I	Box Bojong Menteng	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	30	2020	Rencana
105	Panasia II / Warung Lobak	Inc. (Bandung Selatan - Panasia)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2021	Rencana
106	Fajar Surya Wisesa II / Muktiwari (GIS)	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	100	2022	Rencana
107	Garut II / Leles	Inc. (Garut - Bandung Selatan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2022	Rencana
108	Lembursitu Baru II / Sukalarang	Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	2	2022	Rencana
109	PLTP Tampomas	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	35	2022	Rencana
110	Surade	Pelabuhan Ratu / Jampang Kulon	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2022	Rencana
111	Ciamis II / Kawali	Ciamis	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2023	Rencana
112	Ciawi Baru II / Cisarua	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2023	Rencana
113	Cibabat III / Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	12	2023	Rencana
114	Kosambi Baru II	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	*4 cct, 2xTACSR410*	32	2024	Rencana
115	PLTP Cibuni	Inc. (PLTA Cibuni - Tanggeung)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	100	2024	Rencana
116	PLTP Gunung Galunggung	Tasikmalaya	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
117	Sumadra Baru	Wayang Windu	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2024	Rencana
118	Cikasungka II / Nagreg	Cikasungka	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	12	2025	Rencana
119	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	8	2025	Rencana
120	PLTA Cibuni	Tanggeung	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
121	PLTA Cikaso	PLTA Cimandiri	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
122	PLTA Cimandiri	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
123	PLTA Cipasang	Ciamis II / Kawali	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
124	PLTP Gede Pangrango	Cianjur	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
125	PLTP Gunung Ciremai	Mandirancan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2025	Rencana
126	PLTP Tangkuban Perahu II	Inc. (Tangkuban Perahu I - Subang Baru / Pamanukan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	4	2025	Rencana
127	Ubrug New	Inc. (Pelabuhan Ratu - Cbadak Baru)	150 kV	*4 cct, ACSR 4xZebra*	8	2025	Rencana
	Jumlah				**4397**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 3,8 juta pelanggan atau rata-rata 379 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 21.521 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 13.164 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 7.676 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B3.8.

Tabel B3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	2,339	1,432	865	829,397	297
2017	2,081	1,248	789	580,232	259
2018	2,078	1,377	793	617,229	263
2019	2,210	1,457	781	228,112	243
2020	2,118	1,320	770	359,201	244
2021	2,263	1,317	752	232,466	238
2022	2,137	1,277	697	233,415	224
2023	2,147	1,257	746	234,835	233
2024	2,083	1,242	740	236,271	230
2025	2,065	1,236	744	238,082	230
Jumlah	**21,521**	**13,164**	**7,676**	**3,789,240**	**2,461**

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 2025 adalah USD 25.6 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
2016	46,536	50,015	7,755	71	2,625	1,116	892
2017	50,866	54,603	8,455	732	8,877	1,920	1,980
2018	56,213	60,281	9,322	1,383	4,530	682	2,151
2019	60,224	64,528	9,965	5,538	4,580	781	8,836
2020	63,956	68,477	10,561	378	1,600	199	1,648
2021	68,504	73,309	11,291	217	240	40	1,011
2022	72,733	77,797	11,966	55	520	187	501
2023	77,279	82,618	12,690	17	400	172	315
2024	82,239	87,869	13,478	944	460	162	1,522
2025	87,641	93,615	14,340	4,200	1,940	390	6,821
Jumlah	**666,192**	**713,113**		**13,535**	**25,772**	**5,649**	**25,676**

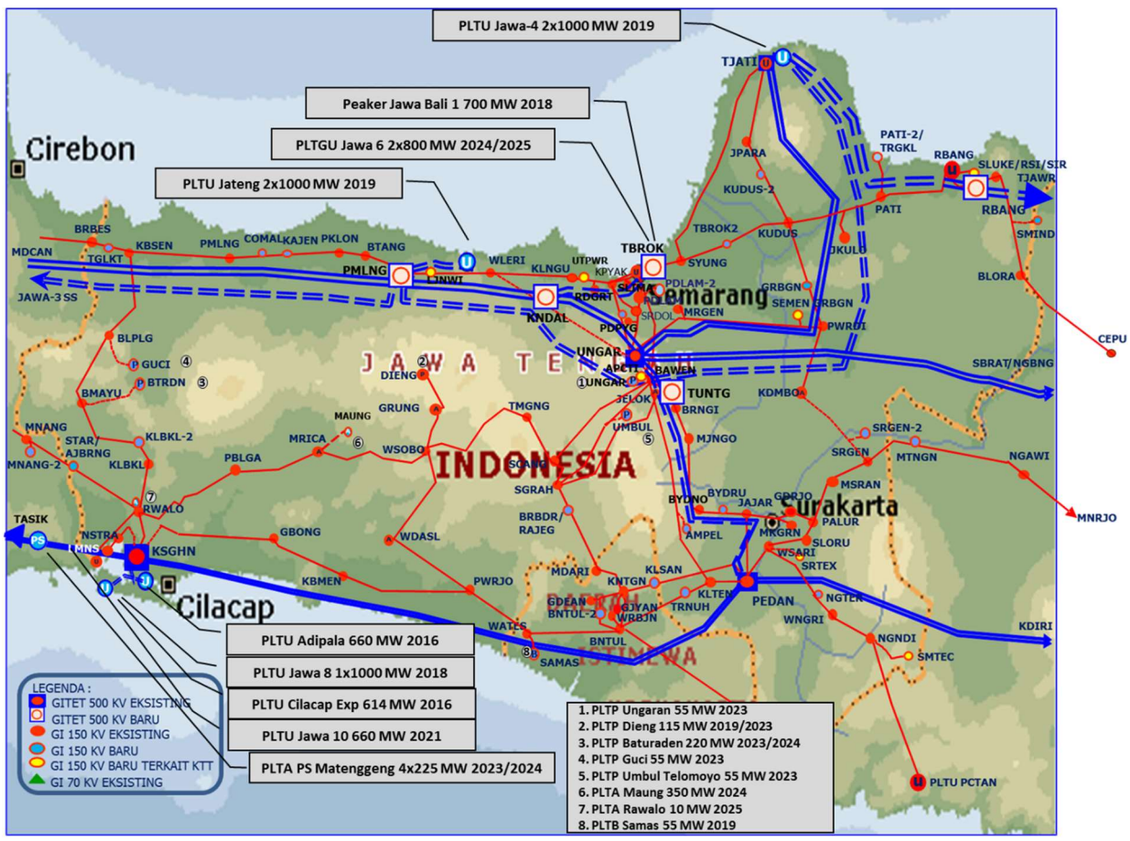
LAMPIRAN B.4
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TENGAH

B4.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Tengah diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 3.313 MW. Beban dipasok oleh pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan *grid* 150 kV dengan kapasitas hingga 5.625 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 2016.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 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 Kelistrikan 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	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Jelok	PLTA	Air	Indonesia Power	21	20
2	Timo	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
3	Keteranganenger	PLTA	Air	Indonesia Power	8	8
4	Gerung	PLTA	Air	Indonesia Power	26	26
5	Wonogiri	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
6	Sempor	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
7	Mrica	PLTA	Air	Indonesia Power	181	179
8	Wadas Lintang	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
9	Kedung Ombo	PLTA	Air	Indonesia Power	23	22
10	Lambu	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
11	Pengkol	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
12	Selorejo	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
13	Tambak Lorok 1-2	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	56
14	Tambak Lorok 3	PLTU	BBM	Indonesia Power	200	158
15	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	422
16	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	442
17	Cilacap	PLTG	BBM	Indonesia Power	55	40
18	Dieng	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	45
19	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600	562
20	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
21	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630	560
Jumlah					**5625**	**5233**

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 2016–2025 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
2016	6.52	22,158	23,597	3,465	9,186,868
2017	7.01	24,328	25,882	3,786	9,559,463
2018	7.41	26,273	27,926	4,069	9,928,793
2019	7.90	28,448	30,208	4,385	10,299,420
2020	6.32	30,342	32,188	4,654	10,563,140
2021	6.32	32,332	34,265	4,936	10,846,732
2022	6.32	34,423	36,449	5,231	11,054,337
2023	6.32	36,621	38,756	5,541	11,269,553

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	6.32	38,935	41,182	5,866	11,492,945
2025	6.32	41,371	43,759	6,209	11,725,141
Pertumbuhan (%)	**6.68**	**7.18**	**7.10**	**6.70**	**2.75**

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[3].

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok sudah mulai tercukupi, yaitu dari Lapangan Gundih (SPP) dan dari Lapangan Kepodang (Petronas). Selain itu Pertagas berencana untuk membangun pipa gas Trans-Jawa yang rencananya akan dibangun dengan menghubungkan Gresik, Tambak Lorok, Cirebon hingga ke Bekasi/Jakarta. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 11.195 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	PLTMG	Karimunjawa	4.0	2016	Pengadaan
2	PLN	PLTU	Adipala	660.0	2016	Konstruksi
3	Swasta	PLTM	Banyubiru	0.2	2016	Konstruksi
4	Swasta	PLTM	Logawa Baseh	3.0	2016	Pendanaan
5	Swasta	PLTM	Banyumlayu	0.5	2016	Pengadaan
6	Swasta	PLTSa	Tersebar	7.0	2016	Rencana
7	Swasta	PLTU	Cilacap exp	614.0	2016	Konstruksi
8	Swasta	PLTM	Kunci Putih	1.0	2017	Konstruksi
9	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 1	700.0	2018	Rencana
10	Swasta	PLTU	Jawa-8	1000.0	2018	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Lebak Barang	7.0	2019	Rencana

[3] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
12	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	55.0	2019	Rencana
13	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950.0	2019	Pendanaan
14	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000.0	2019	Rencana
15	Swasta	PLTU	Jawa Tengah (PPP)	950.0	2019	Pendanaan
16	Swasta	PLTU	Jawa-4 (FTP2)	1000.0	2019	Rencana
17	PLN	PLTMG	Karimunjawa	2.0	2020	Rencana
18	Swasta	PLTM	Karekan	8.0	2020	Rencana
19	Swasta	PLTM	Danawarih	0.6	2020	Rencana
20	Swasta	PLTM	Kalipelus	0.5	2020	Rencana
21	PLN	PLTS	Karimunjawa	1.0	2021	Rencana
22	Unallocated	PLTU	Jawa-10	660.0	2021	Rencana
23	Swasta	PLTM	Gelang	0.3	2022	Pengadaan
24	Swasta	PLTM	Adipasir 1	0.3	2022	Pengadaan
25	Swasta	PLTM	Adipasir 2	0.3	2022	Pengadaan
26	Swasta	PLTM	Ambal	2.1	2022	Pengadaan
27	Swasta	PLTM	Pagarpelah	3.2	2022	Pengadaan
28	Swasta	PLTM	Gunung Wugul	3.0	2022	Pengadaan
29	Swasta	PLTM	Pageruyung-1	4.4	2022	Rencana
30	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2023	Rencana
31	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2023	Rencana
32	Swasta	PLTM	Kaliwadas	0.4	2023	Rencana
33	Swasta	PLTP	Ungaran (FTP2)	55.0	2023	Rencana
34	Swasta	PLTP	Dieng (FTP2)	60.0	2023	Rencana
35	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110.0	2023	Rencana
36	Swasta	PLTP	Guci (FTP2)	55.0	2023	Rencana
37	Swasta	PLTP	Umbul Telumoyo (FTP2)	55.0	2023	Rencana
38	Swasta	PLTSa	Tersebar	16.0	2023	Rencana
39	Unallocated	PLTGU	Jawa-6	800.0	2024	Rencana
40	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2024	Rencana
41	Unallocated	PS	Matenggeng PS	225.0	2024	Rencana
42	Unallocated	PLTA	Maung	350.0	2024	Rencana
43	Swasta	PLTM	Preng-1	1.8	2024	Rencana
44	Swasta	PLTM	Preng-2	4.5	2024	Rencana
45	Swasta	PLTM	Tulis	9.0	2024	Rencana
46	Swasta	PLTM	Harjosari	9.9	2024	Rencana
47	Swasta	PLTM	Lambur	8.0	2024	Rencana
48	Swasta	PLTM	Prukut Sambirata	1.5	2024	Rencana
49	Swasta	PLTM	Dadapayam	3.0	2024	Rencana
50	Swasta	PLTM	Binangun	3.8	2024	Rencana
51	Swasta	PLTM	Jimat	0.5	2024	Rencana
52	Swasta	PLTM	Pageruyung (Damar)	2.1	2024	Rencana
53	Swasta	PLTP	Baturaden (FTP2)	110.0	2024	Rencana
54	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
55	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
56	Unallocated	PLTP	Gunung Lawu	55.0	2024	Rencana
57	Unallocated	PLTA	Rawalo-2	10.0	2025	Rencana
58	Unallocated	PLTGU	Jawa-6	800.0	2025	Rencana
59	Swasta	PLTM	Logawa Sunyalangu	1.5	2025	Konstruksi
60	Swasta	PLTM	Banjaran Kebonmanis	2.2	2025	Pendanaan
61	Swasta	PLTM	Logawa Babakan	1.3	2025	Pendanaan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
62	Swasta	PLTM	Logawa Baseh Karangpelem	1.9	2025	Pendanaan
63	Swasta	PLTM	Palumbungan	1.6	2025	Pendanaan
64	Swasta	PLTM	Bendosari	4.0	2025	Pengadaan
65	Swasta	PLTM	Pugeran	6.0	2025	Pengadaan
66	Swasta	PLTM	Serayu	8.6	2025	Pengadaan
				11195		

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 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut akan dibangun PLTMG CNG Karimunjawa 4 MW pada tahun 2016 serta PLTS 1 MW di 2021.

PLTGU/MG Peaker Jawa-Bali 1 yang semula direncanakan di lokasi Sunyaragi tidak memperoleh kepastian pasokan gas, sehingga dipindah lokasinya ke Tambaklorok (Jawa Tengah) yang pasokan gasnya tersedia. Sedangkan PLTU Jawa-13 yang semula direncanakan di Jawa Tengah, ditunda pelaksanaannya hingga setelah tahun 2025, untuk memenuhi target bauran energi dari batubara sekitar 50% pada tahun 2025 sesuai Draft RUKN 2015-2034.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Perkuatan pasokan di Jawa Tengah dengan adanya GITET Rawalo sebagai koneksi Pembangkit besar di Selatan Jawa beserta pasokan ke beban-beban konsumen di sekitar daerah tersebut. Pembangunan GITET 500 kV di Jawa Tengah akan mengantisipasi pertumbuhan beban di sekitar Pantura (GITET Batang ex-Pemalang) dan sekitar Boyolali (GITET Ampel / Tuntang). GITET Baru pada RUPTL ini adalah GITET Tambolorok (dan Switching Kendal) dan GITET Rembang sebagai perkuatan pasokan terkait pembangkit - pembangkit berkapasitas besar yang terkoneksi ke sitem 150 kV. Total pengembangan kapasitas sebesar 9.334 MVA seperti pada Tabel B4.4.

Tabel B4.4. Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Tengah

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	PLTU Adipala	500 kV	*New*	4 LB	2016	Konstruksi
2	PLTU Cilacap Exp	500 kV	*New*	2 LB	2016	Konstruksi
3	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	*New*	500	2016	Konstruksi
4	Batang	500 kV	*New*	4 LB	2018	Rencana
5	Ampel / Tuntang	500/150 kV	*New*	1000	2019	Rencana
6	PLTU Jateng	500 kV	*New*	3 LB	2019	Rencana
7	Rembang	500/150 kV	*New*	1000	2025	Rencana
8	Switching Kendal	500 kV	*New*	4 LB	2025	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
9	Tambaklorok	500/150 kV	*New*	1000	2025	Rencana
10	Pedan	500/150 kV	*Ext*	500	2016	Konstruksi
11	Pedan	500/150 kV	*Ext*	500	2016	Konstruksi
12	Pedan	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Lelang
13	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	*Ext*	500	2016	Konstruksi
14	Tanjung Jati B	500/150 kV	*Ext*	500	2017	Rencana
15	Ungaran	500/150 kV	*Spare*	167	2017	Rencana
16	Batang	500/150 kV	*Ext*	1000	2018	Rencana
17	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	*Ext*	1000	2018	Rencana
18	Ungaran	500 kV	*Ext*	1 LB	2018	Rencana
19	Pedan	500 kV	*Ext*	1 LB	2019	Rencana
20	Ungaran	500/150 kV	*Ext*	500	2020	Rencana
21	Ampel / Tuntang	500/150 kV	*Ext*	1000	2023	Rencana
22	Tanjung Jati	500 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
	Jumlah			**9334**		

Selanjutnya, untuk melayani konsumen diperlukan pembangunan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI eksisting dengan total kapasitas 6.840 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B4.5.

Tabel B4.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Tengah

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	150 kV	*New*	5 LB	2016	Konstruksi
2	Semen Indonesia	150 kV	*New*	3 LB	2016	Lelang
3	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	150/20 kV	*New*	30	2016	Konstruksi
4	Ampel	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
5	Comal	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
6	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
7	Lohdjinawi	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
8	Semen Grobogan	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
9	Semen Indonesia Rembang	150 kV	*New*	3 LB	2017	Rencana
10	Semen Ultratech	150 kV	*New*	3 LB	2017	Rencana
11	Sluke II (Smelter Rembang)	150/20 kV	*New*	2 LB	2017	Rencana
12	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
13	Trunuh	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
14	Batang New	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
15	Pati II / Trangkil	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
16	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	*New*	60	2018	Rencana
17	Ampel New / Tuntang New	150 kV	*New*	8 LB	2019	Rencana
18	Pandeanlamper II / Banget Ayu	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
19	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
20	Majenang II / Sidareja	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
21	Tegal Kota	150/20 kV	*New*	120	2021	Rencana
22	Ampel New / Tuntang New	150 kV	*New*	-	2023	Rencana
23	PLTP Baturaden	150/20 kV	*New*	2 LB	2023	Rencana
24	PLTP Guci	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
25	PLTP Umbul Telomoyo	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
26	PLTP Ungaran	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
27	Kalibakal II	150/20 kV	*New*	60	2024	Rencana
28	PLTA Maung	150/20 kV	*New*	60	2024	Rencana
29	Sragen II	150/20 kV	*New*	120	2024	Rencana
30	Banyudono	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
31	Beringin	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
32	Blora	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
33	Bumiayu	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
34	Cepu	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Lelang
35	Gombong	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Operasi
36	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
37	Kalibakal	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
38	Klaten	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
39	Krapyak	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
40	Lomanis	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
41	Majenang	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
42	Mrica PLTA	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
43	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	*Ext*	-	2016	Konstruksi
44	Pandeanlamper	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
45	Pati	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
46	Pekalongan	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
47	PLTU Tambaklorok (GIS)	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
48	Purwodadi	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
49	Purworejo	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
50	Rawalo	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
51	Sanggrahan	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
52	Secang	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
53	Semanu	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
54	Sragen	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
55	Sragen	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
56	Srondol	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
57	Temanggung	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Lelang
58	Ungaran	150 kV	*Upr*	2 LB	2016	Konstruksi
59	Ungaran	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
60	Wonosobo	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
61	Balapulang	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
62	Banyudono	150 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
63	Banyudono	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
64	Banyudono	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
65	Batang	150 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
66	Batang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
67	Batang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
68	Beringin	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
69	Brebes	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
70	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
71	Jelok	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
72	Jelok	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
73	Jepara	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
74	Jepara	150/20 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
75	Kebasen	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
76	Kebasen	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
77	Kebumen	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
78	Kedungombo PLTA	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
79	Klaten	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
80	Krapyak	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
81	Kudus	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
82	Medari	150 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
83	Medari	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
84	Medari	150 kV	*Upr*	1 LB	2017	Rencana
85	Mojosongo	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
86	Mranggen	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
87	Nguntoronadi	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
88	Palur Baru / Gondang Rejo	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
89	Pandeanlamper	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
90	Pedan	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
91	Pedan	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
92	Pedan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
93	Pekalongan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
94	Pekalongan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
95	Pemalang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
96	Pemalang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
97	Pemalang	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
98	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
99	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
100	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
101	Pudak Payung (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
102	Purwodadi	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
103	Rembang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
104	Sanggrahan	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
105	Sanggrahan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
106	Sanggrahan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
107	Semen Nusantara	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
108	Tambaklorok	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
109	Tambaklorok	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
110	Tanjung Jati	150 kV	*Ext*	-	2017	Rencana
111	Tanjung Jati	150/20 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
112	Weleri	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
113	Weleri	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
114	Weleri	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
115	Wonosari	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
116	Batang	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
117	Beringin	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
118	Jekulo	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
119	Kentungan	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
120	Medari	150 kV	*Upr*	1 LB	2018	Rencana
121	Mojosongo	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
122	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
123	Pati	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
124	Pekalongan	150/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
125	Purbalingga	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
126	Ungaran	150/20 kV	*Ext*	-	2018	Rencana
127	Dieng	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
128	Gondangrejo	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
129	Jajar	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
130	Jajar	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
131	Kalibakal	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
132	Kalisari	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
133	Masaran	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
134	Masaran	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
135	Pandeanlamper	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
136	Pandeanlamper	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
137	Rawalo	150 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
138	Simpang Lima	150 kV	*Ext*	4 LB	2019	Rencana
139	Wonosari	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
140	Bumiayu	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
141	Gondangrejo	150 kV	*Upr*	1 LB	2020	Rencana
142	Kalibakal	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
143	Kaliwungu	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
144	Kedungombo	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
145	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
146	Majenang	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
147	Palur	150 kV	*Upr*	1 LB	2020	Rencana
148	Purwodadi	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
149	Ungaran	150 kV	*Ext*	-	2020	Rencana
150	Weleri	150 kV	*Upr*	2 LB	2020	Rencana
151	New Rawalo / Kesugihan	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
152	Sritex	150/20 kV	*Ext*	120	2021	Rencana
153	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	*Ext*	-	2021	Rencana
154	Wonosobo	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
155	Ampel	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
156	Bawen	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
157	Blora	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
158	BSB (Bukit Semarang Baru) (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
159	Comal	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
160	Jepara	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
161	Lomanis	150/20 kV	*Upr*	60	2022	Rencana
162	Palur Baru / Gondang Rejo	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
163	Pati II / Trangkil	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
164	Sragen	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
165	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
166	Wadaslintang	150/20 kV	*Upr*	30	2022	Rencana
167	Balapulang	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
168	Bawen	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
169	Bumiayu	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
170	Dieng	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
171	Kaliwungu	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
172	Tawangsari (Sritex)	150/20 kV	*Ext*	-	2023	Rencana
173	Ungaran	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
174	Brebes	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
175	Gombong	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
176	Kebasen II / Balapulang	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
177	Kebumen	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
178	Kedungombo PLTA	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
179	Nguntoronadi	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
180	PLTA Mrica	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
181	Rawalo	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
182	Sragen	150 kV	*Ext*	2 LB	2024	Rencana
183	Jajar	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
184	Rembang	500 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
185	Rembang	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
186	Semanu	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
187	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
	Jumlah			**6840**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV beserta perkuatan transmisi terkait pembangunan koridor *backbone* baru di Utara Jawa (sebagian dari Central West Java Transmission Line) maka diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV dengan total sepanjang 1.318 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.6.

Tabel B4.6. Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Tengah

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Cilacap Exp. PLTU	Adipala PLTU	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2016	Konstruksi
2	Rawalo / Kesugihan	PLTU Adipala	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	28.6	2016	Konstruksi
3	Tanjung Jati B	Tx. (Ungaran - Pedan)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	260	2016	Konstruksi
4	Ampel / Tuntang	Inc. (Ungaran - Pedan)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xGannet*	2	2019	Rencana
5	Batang	Tx. Mandirancan	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	334	2019	Rencana
6	Batang	Inc. (Ungaran - Mandirancan)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	80	2019	Rencana
7	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	*1 cct, ACSR 4xGannet*	56	2019	Rencana
8	PLTU Jateng	Batang	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	40	2019	Rencana
9	Tx. (Ungaran - Pedan)	Batang	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	63	2019	Rencana
10	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	*1 cct, ACSR 4xGannet*	22	2019	Rencana
11	Switching Kendal	Inc. Ungaran - Mandirancan	500 kV	*4 cct, ACSR 4xDove*	12	2025	Rencana
12	Tambaklorok	Switching Kendal	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	60	2025	Rencana
13	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	340	2025	Rencana
	Jumlah				**1318**		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV baru, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya beserta perkuatan transmisi dengan total sepanjang 1.999 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B4.7.

Tabel B4.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Tengah

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	New Rawalo / Kesugihan	Rawalo	150 kV	*2 cct, ACSR 1xHawk*	3.6	2016	Konstruksi
2	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2016	Konstruksi
3	Purwodadi	Ungaran	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	68.2	2016	Konstruksi
4	Sayung	Tx. (Bawen - Tambaklorok)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2016	Konstruksi
5	Semen Indonesia	Inc. (Rembang - Blora)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	16	2016	Lelang
6	Semen Nusantara	Inc. (Kesugihan - Lomanis)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	3.6	2016	Konstruksi
7	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	Inc. (Rawalo - Majenang)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	36	2016	Konstruksi
8	Sunyaragi	Brebes	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	72.8	2016	Konstruksi
9	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	120	2016	Konstruksi
10	Weleri	Ungaran	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	76	2016	Konstruksi
11	Ampel	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	*4 cct, 2xZebra*	20	2017	Rencana
12	Banyudono	Inc. (Mojosongo - Jajar)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	0.2	2017	Rencana
13	Batang	Weleri	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	62	2017	Rencana
14	Beringin	Jelok	150 kV	*2 cct, TACSR 2x420*	16	2017	Rencana
15	Comal	Inc. (Pekalongan - Pemalang)	150 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	40	2017	Rencana
16	Jelok	Sanggrahan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	86	2017	Rencana
17	Kebasen	Pemalang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	56	2017	Rencana
18	Kudus	Jepara	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	53.4	2017	Rencana
19	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jepara)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
20	Lohdjinawi	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
21	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	1	2017	Rencana
22	Pedan	Wonosari	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	44.28	2017	Rencana
23	Pekalongan	Batang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	32.8	2017	Rencana
24	Pemalang	Pekalongan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	62	2017	Rencana
25	PLTU Tambaklorok (GIS)	Tambaklorok	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
26	Sanggrahan	Medari	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	56	2017	Rencana
27	Semen Grobogan	Inc. (Mranggen - Purwodadi)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2017	Rencana
28	Semen Indonesia Rembang	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	16	2017	Rencana
29	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	*2 cct, ACSR 1xZebra*	30	2017	Rencana
30	Sluke II (Smelter Rembang)	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2017	Rencana
31	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	48.2	2017	Rencana
32	Tawangsari (Sritex)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	2	2017	Rencana
33	Trunuh	Inc. (Bantul-Klaten)	150 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)*	1.2	2017	Rencana
34	Batang New	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	40	2018	Rencana
35	Beringin	Mojosongo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2018	Rencana
36	Medari	Kentungan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	22	2018	Rencana
37	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2018	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
38	Tambaklorok	Ungaran	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)*	58.2	2018	Rencana
39	Tambaklorok	Pandean Lamper	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	12.6	2018	Rencana
40	Tambaklorok Baru / Gajah	PLTU Tambaklorok	150 kV	*4 cct, ACSR 2xHawk*	20	2018	Rencana
41	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	2	2019	Rencana
42	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Beringin - Jelok)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x420*	10	2019	Rencana
43	Bantul	Tx. Trunuh	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)*		2019	Rencana
44	Gondangrejo	Jajar	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)*	18.88	2019	Rencana
45	Klaten	Tx. Trunuh	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)*		2019	Rencana
46	Masaran	Inc. (Palur - Sragen)	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	25	2019	Rencana
47	Masaran	Sragen	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	10.9	2019	Rencana
48	Pandeanlamper	Simpang Lima	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	20	2019	Rencana
49	Pandeanlamper II / Banget Ayu	Pandeanlamper	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2019	Rencana
50	PLTP Dieng	Dieng	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2019	Rencana
51	Rawalo	Kalibakal	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	32	2019	Rencana
52	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sangrahan - Medari)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
53	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	20	2019	Rencana
54	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	70.12	2020	Rencana
55	Majenang II / Sidareja	Majenang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2020	Rencana
56	Palur	Gondangrejo	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)*	11.6	2020	Rencana
57	Purwodadi	Kedungombo	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	42.02	2020	Rencana
58	Weleri	Kaliwungu	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	43.9	2020	Rencana
59	Palur	Masaran	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	12.3	2021	Rencana
60	Tegal Kota	Inc. (Kebasen - Brebes)	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	10	2021	Rencana
61	PLTP Baturaden	Bumiayu	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2023	Rencana
62	PLTP Guci	Balapulang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2023	Rencana
63	PLTP Umbul Telomoyo	Inc. (Sanggrahan - Bawen)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	64	2023	Rencana
64	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2023	Rencana
65	Kalibakal II	Inc. (Kalibakal - Bumiayu)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2024	Rencana
66	PLTA Maung	PLTA Mrica	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
67	Sragen II	Kedungombo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
68	Sragen II	Sragen	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2024	Rencana
	Jumlah				**1999**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,8 juta pelanggan atau rata-rata 281 ribu pelanggan setiap

tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 12.408 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 9.745 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 3.405 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)
2016	1,530	946	269	276,315	88
2017	1,245	973	255	372,595	87
2018	1,262	1,053	282	369,330	91
2019	1,266	1,054	312	370,626	95
2020	1,190	1,042	346	263,720	91
2021	1,160	1,012	338	283,592	91
2022	1,234	1,025	361	207,605	90
2023	1,193	909	386	215,217	91
2024	1,167	870	414	223,392	94
2025	1,160	861	443	232,196	98
Jumlah	**12,408**	**9,745**	**3,405**	**2,814,587**	**916**

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 2025 adalah USD 18,2 miliar. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B4.9.

Tabel B4.9 Rangkuman

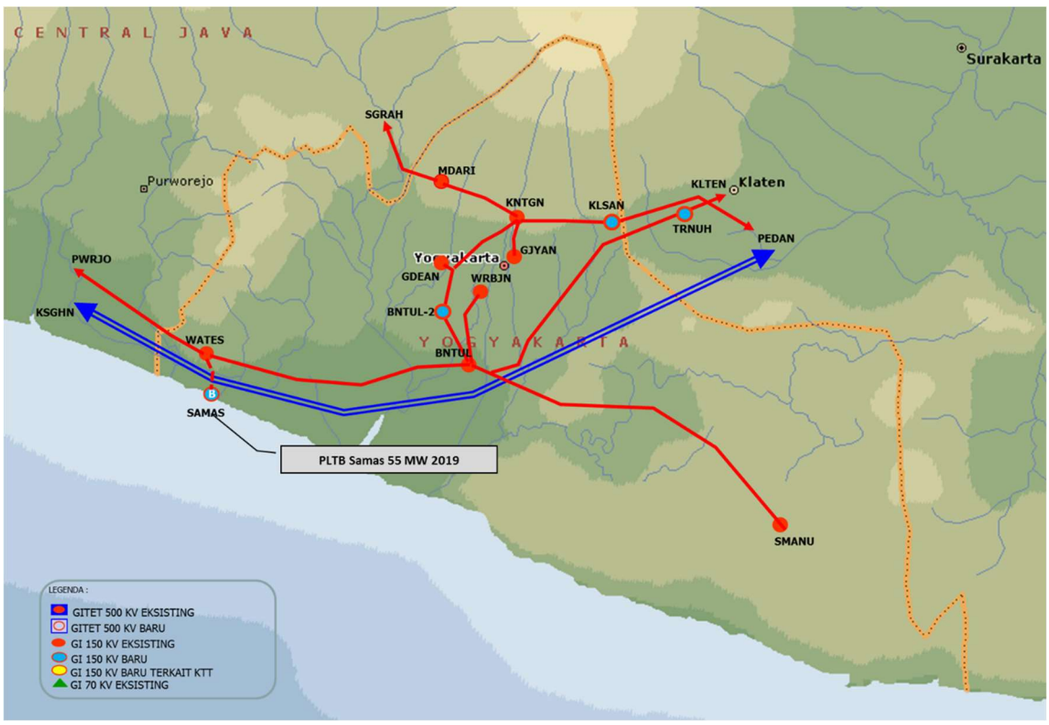
Tahun	Proyeksi Kebutuhan			Pembangunan Fasilitas Kelistrikan			Investasi
	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	Gardu Induk (MVA)	Transmisi (kms)	Juta USD
2016	22,158	23,597	3,465	1,289	3,877	745	2,150
2017	24,328	25,882	3,786	1	2,647	717	343
2018	26,273	27,926	4,069	1,700	2,420	233	2,250
2019	28,448	30,208	4,385	3,962	1,360	776	6,223
2020	30,342	32,188	4,654	11	620	178	164
2021	32,332	34,265	4,936	661	360	22	1,042
2022	34,423	36,449	5,231	14	690		145
2023	36,621	38,756	5,541	801	1,360	164	1,873
2024	38,935	41,182	5,866	1,919	600	70	2,905
2025	41,371	43,759	6,209	837	2,240	412	1,174
Jumlah	**315,230**	**334,213**		**11,195**	**16,174**	**3,316**	**18,269**

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 Agustus tahun 2015 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 Kelistrikan 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 2016 – 2025 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
2016	6.81	2,655	2,821	452	1,102,586
2017	7.33	2,968	3,150	504	1,175,021
2018	7.74	3,268	3,465	554	1,249,283
2019	8.25	3,612	3,826	611	1,326,262
2020	6.60	3,910	4,138	659	1,399,617
2021	6.60	4,228	4,470	711	1,453,091
2022	6.60	4,566	4,823	767	1,500,429
2023	6.60	4,927	5,202	826	1,549,777
2024	6.60	5,312	5,605	888	1,601,287
2025	6.60	5,722	6,037	955	1,655,126
Pertumbuhan (%)	**6.98**	**8.90**	**8.82**	**8.67**	**4.62**

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[4].

Pengembangan Pembangkit

Di provinsi D.I. Yogyakarta direncanakan penambahan pembangkit sebesar 60,6 MW yang terdiri atas PLT Bayu Samas 50 MW (2018), PLTM Semawung 0,6 MW (2020) dan PLT Bayu Tersebar 10 MW (2025).

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Untuk melayani pertumbuhan beban akan dibangun GI baru dan ekstension trafo di GI eksisting dengan total sebesar 660 MVA seperti pada Tabel B5.2.

Tabel B5.2 Pengembangan GI 150 kV di DIY

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
2	Kentungan Baru / Kalasan	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
3	Kentungan	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
4	Wirobrajan	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
5	Godean	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
6	Wates	150 kV	*Ext*	2 LB	2018	Rencana
7	Wates	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
8	Godean	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
9	Kentungan Baru / Kalasan	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
10	Godean	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
	Jumlah			**660**		

[4] Sumber: Draft RUKN 2012-2031

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 76 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B5.3.

Tabel B5.3 Pengembangan Transmisi 150 kV di DIY

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	PLTB Samas	Wates	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	46	2018	Rencana
2	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Godean / Kentungan)	150 kV	*4 cct, ACSR 1xHawk*	10	2019	Rencana
3	Kentungan Baru / Kalasan	Inc. (Pedan - Kentungan)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2019	Rencana
	Jumlah				**76**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 623 ribu pelanggan atau rata-rata 62 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 1.653 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 1.299 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.207 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B5.5 berikut.

Tabel B5.4 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Pelanggan	Total Investasi (Juta USD)
2016	189	117	99	70,546	21
2017	157	122	93	72,435	19
2018	162	135	102	74,262	21
2019	166	138	112	76,979	22
2020	158	139	123	73,354	23
2021	156	137	120	53,474	22
2022	169	140	127	47,338	22
2023	166	126	135	49,348	23
2024	164	122	143	51,510	24
2025	166	123	153	53,839	25
Jumlah	**1,653**	**1,299**	**1,207**	**623,086**	**223**

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 2025 adalah USD 400 juta. Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi adalah seperti tersebut dalam Tabel B5.5.

Tabel B5.5 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
2016	2,655	2,821	452		120		25
2017	2,968	3,150	504		60		22
2018	3,268	3,465	554	50	0	46	137
2019	3,612	3,826	611		300	30	48
2020	3,910	4,138	659	1	60		26
2021	4,228	4,470	711				22
2022	4,566	4,823	767				22
2023	4,927	5,202	826		60		25
2024	5,312	5,605	888		60		26
2025	5,722	6,037	955	10			47
Jumlah	**41,169**	**43,537**		**61**	**660**	**76**	**400**

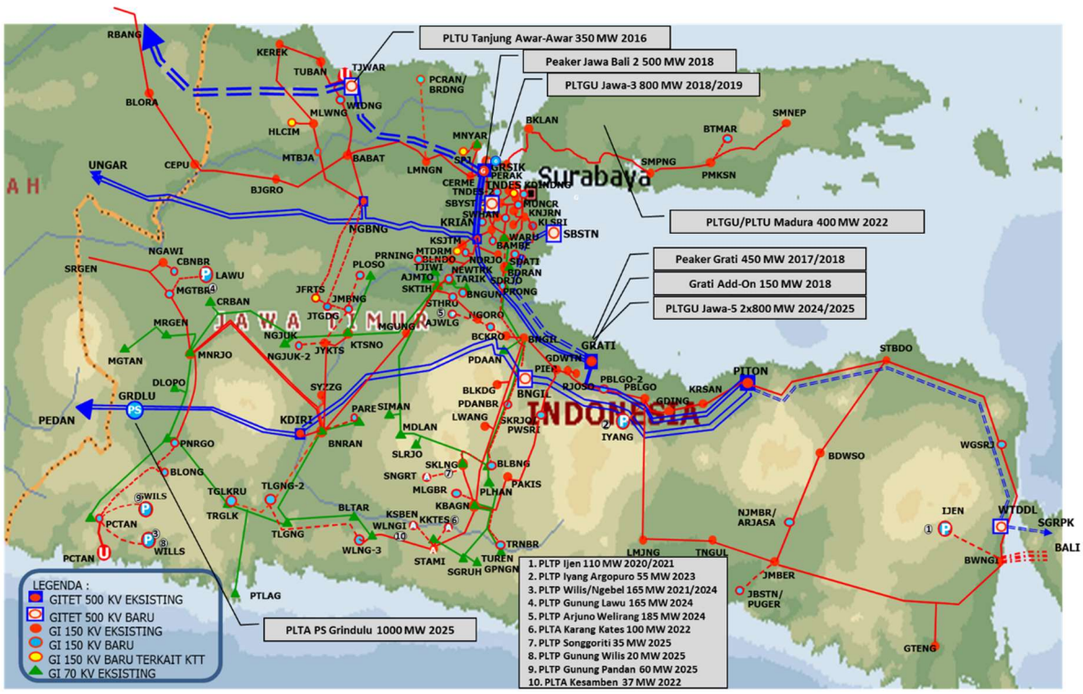
LAMPIRAN B.6
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI JAWA TIMUR

B6.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Timur diperkirakan sampai Agustus tahun 2015 sekitar 5.096 MW. Beban dipasok dari pembangkit yang berada di *grid* 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas 9.125 MW.

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, PLTU Tanjung Awar-awar 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 Kelistrikan 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	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Karang Kates	PLTA	Air	PJB	105	103
2	Wlingi	PLTA	Air	PJB	54	54
3	Ledoyo	PLTA	Air	PJB	5	5
4	Selorejo	PLTA	Air	PJB	5	5
5	Sengguruh	PLTA	Air	PJB	29	29
6	Tulung Agung	PLTA	Air	PJB	36	36
7	Mendalan	PLTA	Air	PJB	23	21
8	Siman	PLTA	Air	PJB	11	10
9	Madiun	PLTA	Air	PJB	8	8
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800	740
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1,230	1,220
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1,220	1,220
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas	PJB	200	160
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas	PJB	400	340
15	Perak	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	72
16	Gresik	PLTG	Gas	PJB	62	31
17	Gilitimur	PLTG	BBM	PJB	40	0
18	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	Indonesia Power	462	456
19	Grati Blok 2	PLTG	Gas	Indonesia Power	302	300
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas	PJB	526	480
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas	PJB	526	480
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas	PJB	526	480
23	Paiton 3	PLTU	Batubara	Swasta	815	815
24	Paiton 9	PLTU	Batubara	PLN	660	615
25	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	630	560
26	Tanjung Awar-awar 1	PLTU	Batubara	PLN	350	323
Jumlah					**9125**	**8561**

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 2016-2025 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
2016	7.70	33,242	35,248	4,968	10,531,166
2017	8.29	37,102	39,303	5,532	10,880,814

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan Energi (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2018	8.75	40,355	42,713	6,003	11,231,693
2019	9.34	44,016	46,543	6,533	11,582,698
2020	7.47	47,481	50,160	7,030	11,933,567
2021	7.47	51,257	54,097	7,572	12,006,121
2022	7.47	55,280	58,294	8,148	12,074,797
2023	7.47	59,698	62,920	8,782	12,140,604
2024	7.47	64,496	67,940	9,469	12,203,551
2025	7.47	69,546	73,260	10,197	12,262,647
Pertumbuhan (%)	**7.89**	**8.55**	**8.47**	**8.32**	**1.71**

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 5,89 TSCF, minyak bumi 1.312,03 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 2.162,0 MW pada 4 lokasi yaitu Grindulu-PS-3, K.Konto-PS, Karangkates Ext. dan Kalikonto-2. Serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.314 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[5].

Pasokan gas untuk pembangkit PLN di Jawa Timur (Gresik dan Grati) cukup besar, antara lain dari Kodeco, Hess, KEI, WNE dan Santos. Namun demikian volumenya akan semakin menurun dan diperkirakan akan terjadi kekurangan pasokan gas untuk pembangkit di Jawa Timur pada tahun 2019. 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 direncanakan 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. Pembangunan pipa Trans-Jawa itu sangat bermanfaat untuk mengintegrasikan pasokan gas ke pembangkit dan mempermudah manuver pasokan gas. Namun perlu diperhatikan lokasi sumber pasokan gas dan lokasi pembangkit sehingga tidak terbebani dengan biaya transportasi gas yang mahal.

[5] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan sampai dengan tahun 2025, diperlukan tambahan kapasitas pembangkit sebesar 6.114 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.3.

Tabel B6.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	PLN	PLTU	Tj. Awar-awar	350	2016	Konstruksi
2	Swasta	PLTSa	Tersebar	9	2016	Rencana
3	PLN	PLTGU	Peaker Grati	300	2017	Konstruksi
4	PLN	PLTMG	Bawean	2	2017	Rencana
5	PLN	PLTMG	Kangean	2	2017	Rencana
6	PLN	PLTMG	Sapudi	1	2017	Rencana
7	PLN	PLTGU	Peaker Grati	150	2018	Konstruksi
8	PLN	PLTGU	Grati Add-on Blok 2	150	2018	Rencana
9	Swasta	PLTGU	Jawa-3	500	2018	Rencana
10	Swasta	PLTGU	Jawa-3	300	2019	Rencana
11	Swasta	PLTGU/MG	Peaker Jawa-Bali 2	500	2018	Rencana
12	Swasta	PLTSa	Tersebar	9.96	2019	Rencana
13	Unallocated	PLTMG	Kangean	1	2020	Rencana
14	PLN	PLTS	Bawean	1	2020	Rencana
15	Swasta	PLTM	Pacet	1.5	2020	Pengadaan
16	Swasta	PLTM	Lodagung	1.3	2020	Rencana
17	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2020	Rencana
18	Unallocated	PLTMG	Bawean	3	2021	Rencana
19	Swasta	PLTP	Ijen (FTP2)	55	2021	Rencana
20	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2021	Rencana
21	Unallocated	PLTA	Karangkates #4-5	100	2022	Rencana
22	Unallocated	PLTA	Kesamben	37	2022	Rencana
23	Swasta	PLTSa	Tersebar	36	2022	Rencana
24	Unallocated	PLTU/GU	Madura	400	2022	Rencana
25	Unallocated	PLTMG	Sapudi	1	2023	Rencana
26	Swasta	PLTM	Kanzy-1	2.36	2023	Rencana
27	Swasta	PLTP	Iyang Argopuro (FTP2)	55	2023	Rencana
28	Unallocated	PLTGU	Jawa-5	800	2024	Rencana
29	Swasta	PLTM	Jompo 1 (Jompo Atas)	2.118	2024	Rencana
30	Swasta	PLTM	Jompo 2 (Jompo Bawah)	3.163	2024	Rencana
31	Swasta	PLTM	Kali Tengah (Sungai Tengah)	1.412	2024	Rencana
32	Swasta	PLTM	Ketajek	3.256	2024	Rencana
33	Swasta	PLTM	Zeelandia	2.18	2024	Rencana
34	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2024	Rencana
35	Swasta	PLTP	Wilis/Ngebel (FTP2)	55	2024	Rencana
36	Unallocated	PLTP	Arjuno Welirang	185	2024	Rencana
37	Unallocated	PLTGU	Jawa-5	800	2025	Rencana
38	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
39	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
40	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
41	Unallocated	PS	Grindulu	250	2025	Rencana
42	Swasta	PLTM	Lodoyo	9.5	2025	Rencana
43	Swasta	PLTM	Balelo	4.3	2025	Pengadaan

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
44	Unallocated	PLTP	Songgoriti	35	2025	Rencana
45	Unallocated	PLTP	Gunung Wilis	10	2025	Rencana
46	Unallocated	PLTP	Gunung Wilis	10	2025	Rencana
47	Unallocated	PLTP	Gunung Pandan	60	2025	Rencana
Jumlah				**6114**		

Di Jawa Timur terdapat 7 subsistem *isolated*, yaitu Bawean, Kangean, Sapudi, Sepeken, Mandangin, Gili Genting dan Gili Ketapang. Subsistem Bawean dengan beban puncak saat ini sekitar 3,5 MW dan diperkirakan akan meningkat menjadi 7,8 MW pada 2025. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut sudah dibangun PLTMG Bawean 3 MW pada tahun 2015 dan tambahan lagi sebesar 2 MW di 2017 dan 3 MW di 2021. Selain itu juga terdapat beberapa sistem *isolated* di Sumenep yang dipasok dengan PLTD direncanakan akan dilaksanakan gasifikasi, yaitu di pulau Kangean dan Sapudi. Saat ini beban puncak pulau Kangean sebesar 2,7 MW direncanakan akan dibangun PLTMG 2 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2020. Sedangkan pulau Sapudi direncanakan akan dibangun PLTMG 1 MW tahun 2017 dan tambahan 1 MW pada tahun 2023.

Kebutuhan listrik di Madura dipasok melalui kabel laut Gresik-Gilitimur dan kabel XLPE Suramadu. Saat ini pulau Madura membebani *grid* 150 kV Surabaya Kota yang sudah sulit mendapatkan tambahan pasokan dari pembangkit baru maupun dari GITET baru. Untuk meningkatkan mutu dan pelayanan di pulau Madura diperlukan pembangunan pembangkit PLTU/GU dengan kapasitas sebesar 400 MW di Madura. Apabila pasokan gas tersedia, maka akan dibangun PLTGU 400 MW sesuai dengan kebijakan pemerintah untuk meningkatkan porsi bauran energi dari gas. Namun apabila pasokan gas tidak tersedia, maka akan dibangun PLTU batubara 400 MW. Sebelum beroperasinya PLTU/GU 400 MW tersebut, direncanakan tambahan pembangkit *interim* 50 MW yang bertujuan untuk mengatasi permasalahan rendahnya tegangan di ujung timur pulau Madura dengan memanfaatkan pasokan gas yang telah tersedia di Gresik. Sebelum pembangkit *interim* tersebut diimplementasikan, perlu dilakukan kajian kelayakan operasi dan ekonomi untuk mengetahui pola operasi pembangkit yang tepat dan tarif pembangkit yang layak.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Pembangunan GITET untuk meningkatkan pasokan ke Surabaya dari GITET Tandes dan GITET Surabaya Selatan, sedangkan GITET Bangil akan memasok

Pasuruan dan Malang. GITET baru pada RUPTL ini adalah GITET Tanjung Awar-Awar sebagai perkuatan pasokan terkait Pembangkit Tanjung Awar-Awar. Kapasitas total sebesar 6.668 MVA seperti pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Pengembangan GITET 500 kV di Jawa Timur

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bangil	500/150 kV	*New*	1000	2017	Rencana
2	Tandes	500/150 kV	*New*	1000	2018	Rencana
3	Surabaya Selatan	500/150 kV	*New*	1000	2019	Konstruksi
4	Grindulu PLTA PS	500 kV	*New*	4 LB	2025	Rencana
5	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	*New*	1000	2025	Rencana
6	Grati	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
7	Kediri	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
8	Krian	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
9	Ngimbang	500/150 kV	*Spare*	167	2016	Konstruksi
10	Gresik	500/150 kV	*Spare*	500	2017	Rencana
11	Kediri	500/150 kV	*Ext*	500	2018	Rencana
12	Paiton (GIS)	500 kV	*Ext*	2 LB	2019	Konstruksi
13	Paiton	500/150 kV	*Ext*	500	2020	Rencana
14	Gresik	500 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
15	Surabaya Selatan	500/150 kV	*Ext*	500	2025	Rencana
	Jumlah			**6668**		

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 11.490 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B6.5.

Tabel B6.5 Pengembangan GI 150 kV di Jawa Timur

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Bambe	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
2	Gempol / New Porong	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
3	Jatigedong / Cheil Jedang	150 kV	*New*	3 LB	2016	Konstruksi
4	Java Fortis	150 kV	*New*	3 LB	2016	Rencana
5	Kalisari	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
6	Tandes II / Sambikerep	150/20 kV	*New*	120	2016	Konstruksi
7	Wlingi II	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
8	Bangil New	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
9	Blimbing Baru	150/20 kV	*New*	180	2017	Rencana
10	Buduran (GIS)	150 kV	*New*	2 LB	2017	Rencana
11	Gembong (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
12	Kedinding (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017	Lelang
13	Multi Baja Industri	150 kV	*New*	5 LB	2017	Rencana
14	New Buduran / Sedati (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
15	Pandaan Baru	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
16	Simogunung (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Konstruksi
17	Surabaya Steel	150 kV	*New*	5 LB	2017	Lelang

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
18	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	150 kV	*New*	3 LB	2017	Lelang
19	Tulungagung II	150/20 kV	*New*	60	2017	Konstruksi
20	Jember II / Arjasa	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
21	Tandes New	150/20 kV	*New*	120	2018	Rencana
22	Bungah	150/20 kV	*New*	200	2019	Rencana
23	Caruban Baru	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
24	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
25	Jember Selatan / Puger	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
26	Magetan Baru	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
27	Ngawi	150 kV	*New*	2 LB	2019	Rencana
28	Perning	150/20 kV	*New*	100	2019	Rencana
29	Trenggalek Baru	150/20 kV	*New*	120	2019	Rencana
30	Batu Marmar	150/20 kV	*New*	120	2020	Rencana
31	New Tarik	150/20 kV	*New*	100	2020	Rencana
32	Pare Baru	150/20 kV	*New*	120	2020	Rencana
33	PLTP Ijen	150/20 kV	*New*	60	2020	Rencana
34	Probolinggo II / Tongas	150/20 kV	*New*	100	2020	Rencana
35	Sungkono (GIS)	150/20 kV	*New*	100	2020	Rencana
36	Turen Baru	150/20 kV	*New*	120	2020	Rencana
37	Wongsorejo	150/20 kV	*New*	100	2020	Rencana
38	Balong	150/20 kV	*New*	120	2021	Rencana
39	Mantingan	150/20 kV	*New*	60	2021	Rencana
40	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	*New*	60	2021	Rencana
41	Gunung Anyar	150/20 kV	*New*	100	2022	Rencana
42	Madura PLTU	150 kV	*New*	2 LB	2022	Rencana
43	PLTA Karangkates	150/20 kV	*New*	60	2022	Rencana
44	Sekarputih II / Gondang	150/20 kV	*New*	100	2022	Rencana
45	Sukodono	150/20 kV	*New*	100	2022	Rencana
46	Widang	150/20 kV	*New*	120	2022	Rencana
47	Ngoro II	150/20 kV	*New*	100	2023	Rencana
48	PLTP Iyang Argopuro	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
49	PLTP Gunung Lawu	150/20 kV	*New*	60	2024	Rencana
50	Muncar	150/20 kV	*New*	100	2025	Rencana
51	PLTP Gunung Pandan	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
52	PLTP Songgoriti	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
53	Bulukandang	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Operasi
54	Bumi Cokro	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
55	Gili Timur	150/20 kV	*Upr*	30	2016	Konstruksi
56	Karangpilang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
57	Kediri Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
58	Lamongan	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
59	Manyar	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
60	Mojoagung	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
61	New Jombang	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi
62	Pier	150/20 kV	*Ext*	60	2016	Konstruksi
63	PLTU Perak	150 kV	*Ext*	1 LB	2016	Lelang
64	Sekarputih	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Rencana
65	Tulungagung II	150 kV	*Ext*	2 LB	2016	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
66	Alta Prima	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
67	Alta Prima	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
68	Babadan	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
69	Babat / Baureno	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
70	Babat / Baureno	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
71	Babat / Baureno	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
72	Bangil (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
73	Blimbing Baru	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
74	Blitar Baru	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Rencana
75	Cerme	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
76	Cerme	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
77	Cheil Jedang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
78	Cheil Jedang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
79	Driyorejo (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
80	Gempol / New Porong	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
81	Grati	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
82	Jember	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
83	Kebonagung	150/70 kV	*Upr*	100	2017	Lelang
84	Kediri	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
85	Kediri Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
86	Kertosono	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
87	Kertosono	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
88	Kertosono	150/70 kV	*Ext*	100	2017	Lelang
89	Kraksaan	150 kV	*Upr*	4 LB	2017	Konstruksi
90	Lamongan	150 kV	*Upr*	4 LB	2017	Rencana
91	Lumajang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
92	Manyar	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
93	Manyar	150/70 kV	*Upr*	100	2017	Rencana
94	Mliwang	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
95	Nganjuk	70/20 kV	*Upr*	30	2017	Rencana
96	Ngimbang	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
97	Ngoro	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
98	Pacitan Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
99	Paiton	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Konstruksi
100	Pare	70/20 kV	*Upr*	30	2017	Rencana
101	Pier	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
102	PLTA Sengguruh	70/20 kV	*Ext*	30	2017	Lelang
103	PLTA Wlingi	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
104	PLTU Pacitan / Sudimoro	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
105	Ponorogo II	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
106	Probolinggo	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
107	Probolinggo	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Konstruksi
108	Rungkut	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Konstruksi
109	Sawahan	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Konstruksi
110	Sby Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Lelang
111	Segoro Madu	150/20 kV	*Ext*	20	2017	Rencana
112	Segoromadu	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Rencana
113	Sekarputih	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
114	Sekarputih	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
115	Sekarputih	70/20 kV	*Upr*	100	2017	Konstruksi

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
116	Sekarputih	150/70 kV	*Upr*	100	2017	Konstruksi
117	Sengkaling	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
118	Sengkaling	70/20 kV	*Upr*	100	2017	Konstruksi
119	Sengkaling	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
120	Sukolilo	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
121	Sukolilo	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
122	Sumenep	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
123	Tandes	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Konstruksi
124	Tanggul	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
125	Tarik	70/20 kV	*Upr*	30	2017	Rencana
126	Tuban	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
127	Undaan (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2017	Rencana
128	Wonogiri	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Rencana
129	Balongbendo	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
130	Banaran	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
131	Bangil	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
132	Brondong / Paciran	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
133	Cerme	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
134	Jaya Kertas	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
135	Karangpilang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
136	Kenjeran	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
137	Krian	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
138	Manyar	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
139	New Jombang	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
140	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
141	Pamekasan	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
142	Sampang	150/20 kV	*Upr*	60	2018	Rencana
143	Ujung	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Rencana
144	Bangkalan	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
145	Cerme	150/20 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
146	Karangkates	70/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
147	Kedinding (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
148	Kraksaan	150/20 kV	*Upr*	60	2019	Rencana
149	Manisrejo	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
150	Manyar	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Rencana
151	Manyar	150/20 kV	*Upr*	2 LB	2019	Rencana
152	Sby. Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
153	Segoro Madu	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
154	Sidoarjo	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
155	Surabaya Selatan	150 kV	*Ext*	2 LB	2019	Konstruksi
156	Wonokromo (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
157	Banaran	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
158	Banyuwangi	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
159	Gondang Wetan	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
160	Kalisari	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
161	Lawang	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
162	Mojoagung	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
163	Ngagel	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
164	Nganjuk	70/20 kV	*Upr*	30	2020	Rencana
165	Ngawi	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
166	Pamekasan	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
167	Petrokimia	150/20 kV	*Ext*	-	2020	Rencana
168	Petrokimia	150/20 kV	*Upr*	60	2020	Rencana
169	Siman	70/20 kV	*Ext*	30	2020	Rencana
170	Sutami	150 kV	*Ext*	2 LB	2020	Rencana
171	Tulungagung II	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
172	Wlingi II	150/20 kV	*Ext*	60	2020	Rencana
173	Bojonegoro	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Rencana
174	Genteng	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
175	Genteng	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
176	Gili Timur	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Rencana
177	Kebonagung	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Rencana
178	Kedinding (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
179	New Buduran / Sedati	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
180	New Jombang	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
181	Pacitan Baru	150 kV	*Ext*	2 LB	2021	Rencana
182	Pandaan Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2021	Rencana
183	Segoro Madu	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Rencana
184	Situbondo	150/20 kV	*Upr*	60	2021	Rencana
185	Bambe	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
186	Bangkalan atau Pamekasan	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
187	Banyuwangi	150/20 kV	*Upr*	60	2022	Rencana
188	Bondowoso	150/20 kV	*Upr*	60	2022	Rencana
189	Kasih Jatim	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
190	Manisrejo	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
191	Manyar	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
192	Paciran	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
193	Petrokimia	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
194	Sidoarjo	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
195	Sukorejo II / Purwosari	150/20 kV	*Ext*	60	2022	Rencana
196	Sutami	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
197	Tuban	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
198	Wonorejo	150 kV	*Ext*	2 LB	2022	Rencana
199	Babadan	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
200	Gondang Wetan	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
201	Kedinding (GIS)	150/20 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
202	Kertosono	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
203	Mojoagung	150/20 kV	*Upr*	60	2023	Rencana
204	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
205	Perning	150/20 kV	*Ext*	100	2023	Rencana
206	PLTA Sengguruh	70/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
207	Probolinggo	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
208	Wonogiri	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
209	Banyuwangi	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
210	Bojonegoro	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
211	Caruban Baru	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
212	Gempol / New Porong	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
213	Karangpilang	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
214	Lawang	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
215	Lumajang	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
216	Sengkaling	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
217	Tandes	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
218	Tuban	150/20 kV	*Upr*	60	2024	Rencana
219	Babat / Baureno	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
220	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	*Ext*	100	2025	Rencana
221	Kedinding (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
222	Kertosono	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
223	Kraksaan	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
224	Magetan	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
225	New Jombang	150/20 kV	*Ext*	60	2025	Rencana
226	Ngoro	150 kV	*Ext*	1 LB	2025	Rencana
227	Sengkaling	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
228	Tanjung Awar-Awar	500 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
	Jumlah			**11490**		

Pengembangan Transmisi

Selaras dengan pengembangan GITET 500 kV, diperlukan pengembangan Saluran Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) 500 kV sepanjang 734 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.6.

Tabel B6.6 Pengembangan Transmisi 500 kV di Jawa Timur

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	*2 cct, ACSR 4xGannet*	4	2017	Rencana
2	Tandes	Inc. (Krian - Gresik)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	20	2018	Rencana
3	Paiton (GIS)	Watudodol	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	262	2019	Konstruksi
4	Surabaya Selatan	Tx. Gunung Anyar	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	60	2019	Konstruksi
5	Tx. Gunung Anyar	Tx. Kalang Anyar	500 kV	*2 cct, CU 2x1000*	20	2019	Rencana
6	Tx. Kalang Anyar	Grati	500 kV	*2 cct, ACSR 4xDove*	100	2019	Konstruksi
7	Watudodol	Segararupek	500 kV	*2 cct, ACS 380*	8.24	2019	Konstruksi
8	Grindulu PLTA PS	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	*4 cct, ACSR 4xGannet*	40	2025	Rencana
9	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2025	Rencana
10	Tanjung Awar-Awar	Gresik	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	200	2025	Rencana
	Jumlah				**734**		

Selaras dengan pembangunan GI 150 kV, diperlukan pembangunan transmisi terkaitnya sepanjang 2.590 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B6.7.

Tabel B6.7 Pengembangan Transmisi 150 kV di Jawa Timur

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bambe	Karangpilang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2016	Konstruksi
2	Gempol / New Porong	Inc. (Buduran - Bangil)	150 kV	*4 cct, TACSR 1x330*	8	2016	Konstruksi
3	Sukolilo	Kalisari	150 kV	*2 cct, CU 1x1600*	2.4	2016	Konstruksi
4	Tandes II / Sambi Kerep	Inc. (Waru - Gresik)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	4	2016	Konstruksi
5	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	Manyar	70 kV	*1 cct, CU 1x1000*	2	2016	Konstruksi

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
6	Wlingi II	Tulungagung II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	68	2016	Konstruksi
7	Bangil New	Inc. (Blimbing Baru - Gempol / New Porong)	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	20	2017	Rencana
8	Bangil New	Inc. (Bangil - Lawang | Bulu Kandang)	150 kV	*4 cct, ACSR 1x330*	20	2017	Rencana
9	Blimbing Baru	Inc. (Kebon Agung - Lawang)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	2	2017	Rencana
10	Cheil Jedang	Ngimbang	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	22	2017	Rencana
11	Grati	Pier	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	64	2017	Konstruksi
12	Java Fortis	Cheil Jedang	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2017	Rencana
13	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Rencana
14	Kalisari	Surabaya Selatan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	24	2017	Konstruksi
15	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung (Sementara Tx. Bangkalan)	150 kV	*1 cct, CU 1x1200*	1.2	2017	Rencana
16	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	*1 cct, CU 1x1200*	1.2	2017	Rencana
17	Kediri Baru	Jayakertas / Kertosono	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	64	2017	Rencana
18	Kedungombo	Sragen	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	30	2017	Rencana
19	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)*	58.8	2017	Konstruksi
20	Multi Baja Industri	Inc. (Ngimbang - Mliwang)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	64	2017	Rencana
21	New Buduran / Sedati (GIS)	Buduran (GIS)	150 kV	*4 cct, TACSR 1x330*	4	2017	Rencana
22	Paiton	Kraksaan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)*	39.6	2017	Konstruksi
23	Pandaan Baru	Bangil (GIS)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	40	2017	Rencana
24	Sekarputih	Kertosono	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	88.2	2017	Rencana
25	Sengkaling	Blimbing Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	18	2017	Rencana
26	Simogunung (GIS)	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Konstruksi
27	Surabaya Steel	Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xGannet*	8	2017	Rencana
28	Tandes	Sawahan	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 2x330)*	8	2017	Rencana
29	Tandes New	Tandes	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	20	2017	Rencana
30	Tulungagung II	Kediri	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	80	2017	Konstruksi
31	Tx. Bangil	Blimbing Baru	150 kV	*2 cct, TACSR 1x520*	90	2017	Rencana
32	Tx. Bangil	Gempol / New Porong	150 kV	*4 cct, TACSR 1x330*	20	2017	Rencana
33	Waru	Rungkut	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2017	Konstruksi
34	New Wlingi	Wlingi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	28	2018	Rencana
35	Perak	Ujung	150 kV	*2 cct, ACSR 2x330*	6.31	2018	Rencana
36	Perak	Krembangan	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	10	2018	Rencana
37	Sukolilo	Kenjeran	150 kV	*2 cct, ACSR 2x330*	8.74	2018	Rencana
38	Tandes	Perak	150 kV	*2 cct, ACSR 2x330*	17.7	2018	Rencana
39	Tandes New	Tx. Sawahan	150 kV	*2 cct, TACSR 2x520*	20	2018	Rencana
40	Tx Ujung	Ujung	150 kV	*1 cct, CU 2x800*	3.155	2018	Rencana
41	Ujung	Kenjeran	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330)*	17	2018	Rencana
42	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	24	2019	Rencana
43	Bungah	Paciran	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	50	2019	Rencana
44	Caruban Baru	Ngawi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Rencana
45	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Balongbendo - Krian)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	20	2019	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
46	Jember Selatan / Puger	Tanggul	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	38	2019	Rencana
47	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	*2 cct, CU 1x800*	22	2019	Rencana
48	Magetan Baru	Ngawi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	50	2019	Rencana
49	Perning	Balongbendo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	30	2019	Rencana
50	Trenggalek Baru	Tulungagung II	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	59.6	2019	Rencana
51	Undaan	Kenjeran	150 kV	*2 cct, CU 2x1600*	10	2019	Rencana
52	Batu Marmar	Pamekasan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2020	Rencana
53	New Tarik	Inc. (Balongbendo - Sekarputih dan Driyorejo II - Sekarputih)	150 kV	*4 cct, ACSR 2x340*	8	2020	Rencana
54	Pare Baru	Banaran	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2020	Rencana
55	PLTA Kesamben	Sutami	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2020	Rencana
56	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2020	Rencana
57	Probolinggo II / Tongas	Inc. (Probolinggo - Gondangwetan)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	12	2020	Rencana
58	Sungkono (GIS)	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	*4 cct, ACSR 2x340*	20	2020	Rencana
59	Turen Baru	Inc. (Kebon Agung - Pakis)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	80	2020	Rencana
60	Wongsorejo	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	*4 cct, ACSR AW 2x340*	20	2020	Rencana
61	Balong	Inc. (Ponorogo New - Pacitan)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2021	Rencana
62	Bangkalan	Sampang	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	110.64	2021	Rencana
63	Bungah	Manyar	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	50	2021	Rencana
64	Mantingan	Inc. (Sragen - Ngawi)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xHawk*	20	2021	Rencana
65	Pamekasan	Sumenep	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	47.17	2021	Rencana
66	PLTP Wilis / Ngebel	Pacitan Baru	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2021	Rencana
67	Sampang	Pamekasan	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	27.22	2021	Rencana
68	Sampang	Sumenep	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	74.39	2021	Rencana
69	Tuban	Paciran	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	90	2021	Rencana
70	Gunung Anyar	Wonorejo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	20	2022	Rencana
71	Madura PLTU	Bangkalan atau Pamekasan	150 kV	*2 cct, TACSR 2x410*	40	2022	Rencana
72	Ngoro	New Porong	150 kV	*2 cct, CU 2x800*	40	2022	Rencana
73	PLTA Karangkates	Sutami	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2022	Rencana
74	Sekarputih II / Gondang	Inc. (Sekarputih - Kertosono)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2022	Rencana
75	Sukodono	Balongbendo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2022	Rencana
76	Widang	Inc. (Tj. Awar Awar - Babat)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2022	Rencana
77	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung	150 kV	*1 cct, CU 1x1200*	1.2	2023	Rencana
78	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	*1 cct, CU 1x1200*	1.2	2023	Rencana
79	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	*2 cct, CU 1x800*	2.4	2023	Rencana
80	Ngoro II	Inc. (Ngoro - Bumicokro)	150 kV	*4 cct, ACSR 2xZebra*	12	2023	Rencana
81	PLTP Iyang Argopuro	Probolinggo	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2023	Rencana
82	Muncar	Genteng	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	32	2025	Rencana
83	Ngawi	Cepu	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	64	2025	Rencana
84	Pacitan Baru	Kertosono	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	60	2025	Rencana
85	PLTP Gunung Lawu	Magetan	150 kV	*2 cct, ACSR 2xHawk*	32	2025	Rencana
86	PLTP Songgoriti	Sengkaling	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	10	2025	Rencana
	Jumlah				**2590**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 2,1 juta pelanggan atau rata-rata 2 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 13.350 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 10.657 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 6.541 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)
2016	1,295	1,009	617	349,155	151
2017	1,222	1,057	607	349,648	149
2018	1,296	1,009	614	350,879	151
2019	1,389	1,082	609	351,005	155
2020	1,318	1,026	620	350,869	153
2021	1,245	1,038	616	72,554	134
2022	1,343	1,045	645	68,676	140
2023	1,450	1,112	689	65,807	150
2024	1,343	1,097	749	62,947	153
2025	1,448	1,183	774	59,096	161
Jumlah	**13,350**	**10,657**	**6,541**	**2,080,636**	**1,496**

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 2025 adalah USD 11.1 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
2016	33,242	35,248	4,968	359	1,478	94	741
2017	37,102	39,303	5,532	305	4,790	861	825
2018	40,355	42,713	6,003	1,300	2,520	131	1,513
2019	44,016	46,543	6,533	310	2,220	774	1,070
2020	47,481	50,160	7,030	60	1,920	270	503
2021	51,257	54,097	7,572	113	900	499	680
2022	55,280	58,294	8,148	573	960	160	840
2023	59,698	62,920	8,782	58	650	77	439
2024	64,496	67,940	9,469	1,107	660		2,104
2025	69,546	73,260	10,197	1,929	2,060	458	2,464
Jumlah	**502,473**	**530,477**		**6,114**	**18,158**	**3,324**	**11,179**

LAMPIRAN B.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (PERSERO) DI PROVINSI BALI

B7.1. Kondisi Saat Ini

Beban puncak sistem Bali tahun 2015 mencapai sebesar 808 MW. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 998 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 618 MW, PLTU Celukan Bawang 380 MW dan PLT Sampah 2 MW. Dengan beroperasinya PLTU Celukan Bawang, maka pembangkit BBM tidak perlu dioperasikan untuk menekan biaya penyediaan tenaga listrik. Saat ini sedang dilaksanakan pembangunan mini LNG terminal di Bali, sehingga diharapkan tidak ada lagi pembangkit di Bali yang menggunakan BBM.

Peta sistem kelistrikan Bali ditunjukkan pada Gambar B7.1.



Gambar B7.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Bali

Pasokan dari Jawa melalui kabel laut Jawa-Bali (4 sirkit) dengan daya mampu 340 MW, sehingga jumlah daya mampu sistem Bali sebesar 1.302 MW.

Rincian pembangkit terpasang ditunjukkan pada Tabel B7.1.

Tabel B7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Pesanggaran	PLTG	BBM	Indonesia Power	126	112
2	Gilimanuk	PLTG	BBM	Indonesia Power	134	130
3	Pemaron	PLTG	BBM	Indonesia Power	98	80
4	Pesanggaran	PLTD	BBM	Indonesia Power	0	0
5	Pesanggaran BOO	PLTD	BBM	Indonesia Power	10	10
6	Pesanggaran BOT	PLTD	BBM	Indonesia Power	51	50
7	Pesanggaran	PLTDG	BBM	Indonesia Power	200	200
8	Celukan Bawang	PLTU	Batubara	Swasta	380	380
Jumlah					**998**	**962**

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 2016 – 2025 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
2016	6.70	4,919	5,211	877	1,242,931
2017	7.21	5,627	5,956	1,002	1,310,357
2018	7.61	6,152	6,506	1,094	1,367,325
2019	8.12	6,708	7,087	1,192	1,409,075
2020	6.49	7,253	7,656	1,274	1,452,708
2021	6.49	7,826	8,253	1,374	1,498,546
2022	6.49	8,440	8,893	1,480	1,540,919
2023	6.49	9,090	9,572	1,594	1,585,762
2024	6.49	9,794	10,310	1,716	1,633,374
2025	6.49	10,559	11,115	1,831	1,683,971
Pertumbuhan (%)	**6.86**	**8.86**	**8.78**	**8.53**	**3.43**

B7.3. Pengembangan Sarana Kelistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bali sebagai tujuan wisata memiliki potensi energi baru dan terbarukan yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari potensi panas bumi yang dapat dikembangkan sebesar 354 MWe terdapat di 6 lokasi yaitu Banyuwedang Buleleng, Seririt Buleleng, Batukao Tabanan, Penebel Tabanan

dan Buyan-Bratan Buleleng dan Kintamani-Batu[6]. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, tenaga surya dan pembangkit menggunakan bahan bakar sampah, sejalan dengan visi pemerintah provinsi Bali, yaitu *clean and green*. Kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit di Bali harus dikirim dari provinsi lain, meliputi BBM, batubara terkait dengan PLTU Celukan Bawang dan mini LNG ke Pesanggaran sesuai dengan kelayakan keekonomiannya.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi sebagian dari kebutuhan listrik Bali hingga tahun 2025, direncanakan tambahan pembangkit sebesar 33 MW yang terdiri dari pembangkit seperti diberikan pada Tabel B7.3[7].

Tabel B7.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Asumsi Pengembang	Jenis	Nama Proyek	MW	COD	Status
1	Swasta	PLTBM	Tersebar	0.4	2016	Rencana
2	Swasta	PLTSa	Tersebar	1.7	2016	Rencana
3	Swasta	PLTS	Tersebar	50	2018	Rencana
4	Swasta	PLTS	Tersebar	50	2019	Rencana
5	Swasta	PLTSa	Tersebar	3	2017	Rencana
6	Swasta	PLTM	Muara	1.4	2018	Pendanaan
7	Swasta	PLTB	Tersebar	5	2019	Rencana
8	Swasta	PLTB	Tersebar	5	2020	Rencana
9	Swasta	PLTSa	Tersebar	0.5	2021	Rencana
10	Swasta	PLTM	Telagawaja	4	2022	Pengadaan
11	Swasta	PLTM	Sambangan	1.852	2022	Pengadaan
12	Swasta	PLTM	Ayung	2.34	2024	Rencana
13	Swasta	PLTM	Tukad Daya	8.2	2024	Rencana
14	Swasta	PLTM	Sunduwati	2.2	2024	Rencana
15	Swasta	PLTM	Telagawaja Ayu	1	2024	Rencana
16	Swasta	PLTM	Tukad Balian	2.5	2024	Rencana
17	Swasta	PLTP	Bedugul	10	2025	Rencana
Jumlah				**149**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Gardu Induk

Diperlukan pembangunan GITET 500 kV di Bali dengan kapasitas 1.000 MVA terkait *Jawa Bali Crossing* seperti pada Tabel B7.4.

[6] Sumber: Draft RUKN 2015-2034

[7] Pembangkit di Bali hanya memenuhi sebagian dari kebutuhan, selebihnya akan dipasok dari pulau Jawa melalui saluran transmisi.

Tabel B7.4. Pengembangan GITET 500 kV di Bali

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	Antosari (GIS)	500/150 kV	*New*	1000	2019	Konstruksi
	Jumlah			**1000**		

Selanjutnya untuk melayani konsumen diperlukan pengembangan GI 150 kV baru dan penambahan trafo di GI Eksisting dengan total kapasitas 1.590 MVA seperti ditampilkan dalam Tabel B7.5.

Tabel B7.5 Pengembangan GI 150 kV di Bali

No.	Gardu Induk	Tegangan	Keterangan	Kapasitas (MVA atau LB)	COD	Status
1	New Sanur	150/20 kV	*New*	60	2016	Konstruksi
2	Pesanggaran (GIS)	150/20 kV	*New*	13 LB	2016	Konstruksi
3	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150/20 kV	*New*	120	2017	Rencana
4	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	150/20 kV	*New*	60	2017	Rencana
5	Gianyar II	150/20 kV	*New*	60	2019	Rencana
6	Pesanggaran II	150/20 kV	*New*	120	2021	Rencana
7	Kubu	150/20 kV	*New*	120	2023	Rencana
8	Padangsambian II	150/20 kV	*New*	60	2023	Rencana
9	PLTP Bedugul	150/20 kV	*New*	60	2025	Rencana
10	Kapal	150/20 kV	*Upr*	60	2016	Konstruksi
11	Amlapura	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
12	Bandara (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
13	Gilimanuk	150 kV	*Upr*	2 LB	2017	Konstruksi
14	Negara	150 kV	*Upr*	4 LB	2017	Konstruksi
15	Negara	150 kV	*Upr*	4 LB	2017	Konstruksi
16	Nusa Dua	150 kV	*Ext*	2 LB	2017	Rencana
17	Sanur	150/20 kV	*Upr*	60	2017	Lelang
18	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Konstruksi
19	Gilimanuk	150 kV	*Upr*	2 LB	2018	Konstruksi
20	Padangsambian	150/20 kV	*Ext*	60	2018	Rencana
21	Negara	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
22	Payangan	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
23	Pemecutan Kelod	150/20 kV	*Ext*	60	2019	Rencana
24	Amlapura	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
25	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
26	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	*Ext*	2 LB	2023	Rencana
27	New Sanur	150/20 kV	*Ext*	60	2023	Rencana
28	Pemaron	150/20 kV	*Ext*	30	2023	Rencana
29	Bandara (GIS)	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
30	Baturiti	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
31	Pesanggaran II	150/20 kV	*Ext*	60	2024	Rencana
32	Amlapura	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
33	Antosari	150/20 kV	*Upr*	60	2025	Rencana
34	Baturiti	150 kV	*Ext*	2 LB	2025	Rencana
	Jumlah			**1590**		

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 185 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 seperti ditampilkan dalam Tabel B7.6.

Tabel B7.6 Pembangunan SUTET 500 kV

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Gilimanuk	Antosari	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	184.8	2019	Konstruksi
2	Segararupek	Gilimanuk	500 kV	*2 cct, ACSR 4xZebra*	20	2019	Konstruksi
	Jumlah				**205**		

Selain *Jawa Bali Crossing* juga akan dikembangkan transmisi 150 kV di Bali sepanjang 702 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	Status
1	Negara	Gilimanuk	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	76.08	2016	Rencana
2	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	*4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	2	2016	Konstruksi
3	Antosari	Negara	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	44	2017	Rencana
4	Antosari	Kapal	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	46.62	2017	Rencana
5	Bandara (GIS)	Nusa Dua	150 kV	*2 cct, CU 1x1200*	20	2017	Rencana
6	Baturiti	Payangan	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	28.01	2017	Rencana
7	Celukan Bawang & Tx	Pemaron	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)*	56.9	2017	Rencana
8	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	Inc. (Antosari - Kapal)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	40	2017	Rencana

No.	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
9	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	Inc. (Bandara - Nusa Dua)	150 kV	*4 cct, CU 1x1200*	20	2017	Rencana
10	Payangan	Kapal	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	21.48	2017	Rencana
11	Pemaron	Baturiti	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	40.86	2017	Rencana
12	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	33.64	2017	Rencana
13	Pesanggaran	Sanur	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	15.5	2017	Rencana
14	Sanur	Gianyar	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	36.76	2017	Rencana
15	Antosari (Ekstension)	Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal)	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	54	2018	Konstruksi
16	Kapal	Gianyar	150 kV	*2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	38.42	2018	Rencana
17	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	*1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)*	14.09	2019	Rencana
18	Pesanggaran (GIS)	Tx. Nusa Dua	150 kV	*2 cct, CU 1x1200*	10	2019	Rencana
19	Gianyar II	Inc. (Kapal - Gianyar)	150 kV	*4 cct, TACSR 2x410*	20	2020	Rencana
20	Pesanggaran II	Inc. (Pesanggaran - Kuta)	150 kV	*4 cct, TACSR 1x240*	20	2021	Rencana
21	Kubu	Amlapura	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	40	2023	Rencana
22	Padangsambian II	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	*2 cct, CU 1x1000*	20	2023	Rencana
23	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	*2 cct, ACSR 2xZebra*	4	2025	Rencana
	Jumlah				**702**		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan 10 tahun mendatang, diperlukan tambahan pelanggan baru sekitar 514 ribu pelanggan atau rata-rata 51 ribu pelanggan setiap tahunnya. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan Jaringan Tegangan Menengah (JTM) 2.099 kms, Jaringan Tegangan Rendah (JTR) sekitar 3.880 kms dan tambahan kapasitas Trafo distribusi sekitar 950 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)
2016	232	450	104	73,065	47
2017	230	406	106	67,426	46
2018	228	413	107	56,968	46
2019	217	468	109	41,750	46
2020	211	398	102	43,633	43
2021	203	367	81	45,839	37
2022	193	346	82	42,372	37
2023	188	333	84	44,843	36
2024	191	336	85	47,612	37
2025	206	363	90	50,597	40
Jumlah	**2,099**	**3,880**	**950**	**514,105**	**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 2025 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
2016	4,919	5,211	877	2	120	78	132
2017	5,627	5,956	1,002	3	300	404	470
2018	6,152	6,506	1,094	1	120	92	72
2019	6,708	7,087	1,192	5	1,240	229	225
2020	7,253	7,656	1,274	105		20	406
2021	7,826	8,253	1,374	1	120	20	49
2022	8,440	8,893	1,480	6			48
2023	9,090	9,572	1,594		330	60	154
2024	9,794	10,310	1,716	16	180		78
2025	10,559	11,115	1,831	10	180	4	91
Jumlah	**76,368**	**80,558**		**149**	**2,590**	**907**	**1,724**

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 rata-rata 10,03% pertahun. Penjualan tenaga listrik diserap oleh konsumen rumah tangga dan sosial (65,11%), konsumen komersil (21,02%), konsumen industri (4,98%) dan konsumen publik (8,88%). Rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Barat pad aakhir tahun 2015 adalah sebesar 74,71%. Sistem interkoneksi merupakan yang terbesar dimana sekitar 66,77% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini.

Sampai dengan Bulan September 2015, 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 266 MW (52,71%), PLTD/PLTG Sendiri 222 MW (43,97%) , dan sisanya berasal dari PLTS, PLTMH, dan pembelian listrik dari Excess Power dari Sarawak, Malaysia. Kapasitas terpasang pembangkit adalah 506 MW dengan daya mampu 434 MW dan total beban puncak sebesar 405 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/Sewa	319	284	283
2	Bengkayang	PLTD/M	BBM/Air	PLN/Sewa	4	3	3
3	Ngabang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	9	7	6
4	Sanggau	PLTD	BBM/Air	PLN/Sewa	24	22	26
5	Sekadau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	12	11	7
6	Sintang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	22	19	22
7	Putussibau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7	6	6
8	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8	8	7
9	Ketapang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	31	23	29
10	*Isolated*	PLTD	BBM	PLN/Sewa	70	51	15
TOTAL					**506**	**434**	**405**

C1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Perhitungan proyeksi pertumbuhan penduduk mempertimbangkan realisasi penjualan tenaga listrik, pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk, target peningkatan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di masa datang dan harga jual

listrik. Pertumbuhan ekonomi selama 2010-2014 cukup tinggi yaitu rata-rata 5,7% per tahun. Penduduk Kalimantan Barat tiap tahunnya tumbuh rata-rata 1,69% pertahun. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Proyeksi kebutuhan listrik 2016 – 2025 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
2016	6.6	2,100	2,507	416	996,414
2017	7.1	2,347	2,798	464	1,048,816
2018	7.5	2,612	3,111	515	1,102,953
2019	8.0	2,945	3,504	579	1,158,921
2020	6.4	3,271	3,888	641	1,216,902
2021	6.4	3,639	4,321	711	1,277,012
2022	6.4	4,012	4,740	779	1,309,180
2023	6.4	4,445	5,249	861	1,343,215
2024	6.4	4,930	5,812	952	1,379,429
2025	6.4	5,474	6,441	1,053	1,418,152
Pertumbuhan (%)	**6.8%**	**11.2%**	**11.1%**	**10.9%**	**4.0%**

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV dan pengambil alihan beban sistem-sistem tersebar yaitu Sistem Sambas, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang secara bertahap, maka diprediksi beban puncak pada tahun 2025 menjadi 1.124 MW atau tumbuh rata-rata 10,7% per tahun.

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 survey dan studi yang mendalam. Pada saat ini potensi yang dapat dikembangkan adalah PLTA Nanga Pinoh dengan kapasitas sekitar 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 untuk 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 160,6 juta 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 di Kalimantan Barat, dilakukan pembangunan pembangkit non-BBM seperti PLTU Parit Baru (FTP1 & FTP2) dan PLTU Pantai Kura-Kura (FTP1). Pembangkit-pembangkit ini terinterkoneksi ke sistem Khatulistiwa. Sedangkan untuk menekan BPP di subsistem lainnya dilakukan pembangunan PLTU Skala kecil (Sintang, dan Ketapang).

Hingga tahun 2025, kebutuhan tenaga listrik dipenuhi dengan mengembangkan kapasitas pembangkit non-BBM serta pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM, PLTBM dan PLT Sampah 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	Status
1	Sintang	PLTU	PLN	3x7	2016/17	Konstruksi
2	Ketapang	PLTU	PLN	10	2016	Konstruksi
3	MPP Kalbar	PLTG	PLN	100	2016	Committed
3	Parit Baru (FTP1)	PLTU	PLN	2x50	2017/18	Konstruksi
4	Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	PLN	2x27.5	2018	Konstruksi
5	Parit Baru (FTP2)	PLTU	PLN	2x50	2018	Konstruksi
6	Mahap	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
7	Jitan	PLTM	PLN	3.4	2019	Rencana
8	Kalis	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
9	Kembayung 1	PLTM	PLN	4.5	2019	Rencana
10	Kembayung 2	PLTM	PLN	2.5	2019	Rencana
11	Melanggar	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
12	Ketapang (IPP)	PLTU	Swasta	2x6	2016/17	Konstruksi
13	Tersebar	PLTSa	Swasta	7	2017-2018	Rencana
14	Tersebar	PLTBM	Swasta	40	2017-2019	Rencana
15	Kalbar/Pontianak Peaker	PLTG/MG	Swasta	100	2018	Committed
16	Kalbar 1	PLTU	Swasta	2x100	2019	Committed
17	Kalbar 2	PLTU	Swasta	1x200	2021	Rencana
18	Kalbar 3	PLTU	Swasta	1x200	2022	Rencana
19	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2023	Rencana
20	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2024	Rencana
21	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2025	Rencana
22	Kalbar Peaker 2	PLTGU	*Unallocated*	250	2023/24	Rencana
23	Kalbar 4	PLTU	*Unallocated*	1x200	2025	Rencana
JUMLAH				**1,629**		

Pembelian Tenaga Listrik dari Sarawak

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenagalistrik 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 *baseload* sebesar 50 MW dan kebutuhan peakload hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2020). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana import *baseload* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *baseload* di Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan impor *peakload* 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* dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG dan PLTU Kalbar-1, PLTU Kalbar-2, PLTU Kalbar-3 dan PLTU Kalbar-4 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 1.830 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	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Ngabang	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Bengkayang	150/20 kV	New	30	2016	Operasi
3	Tayan	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
4	PLTU Singkawang/Kura2	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
5	Sanggau	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
6	Sekadau	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
7	Ketapang	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
8	Sintang	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
9	Sukadana	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Kendawangan	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Cemara	150/20 kV	NEW	60	2019	Rencana
12	Sandai	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
13	Putussibau	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
14	Nanga Pinoh	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
15	Kota Baru 2	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
	EKSTENSION					
16	Siantan	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
17	Tayan (arah Ngabang)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
18	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2016	Rencana
19	Singkawang	150/20 kV	Uprate	60	2016	Rencana
20	Sei Raya	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
21	Sei Raya (arah Kota Baru)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
22	Singkawang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
23	Sambas	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
24	Tayan (arah Sanggau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
25	Sintang	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
26	Sanggau	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
27	Kota Baru	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
28	Parit Baru	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
29	Cemara	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
30	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
31	Ngabang	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
32	Tayan (arah Sandai)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
33	Mempawah	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
34	Sintang	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
35	Ketapang	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
36	Sintang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
37	Sei Raya	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
38	Singkawang	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
39	Siantan	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
40	Nanga Pinoh	150 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
41	Putussibau	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
42	Sekadau	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
43	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
44	Parit Baru	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
45	Sukadana	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
	Total			1830		

Tabel C1.5. Pengembangan GITET 275 kV

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)		COD
1	Bengkayang	275/150 kV	New	500	Konstruksi	2016
	Total			500		

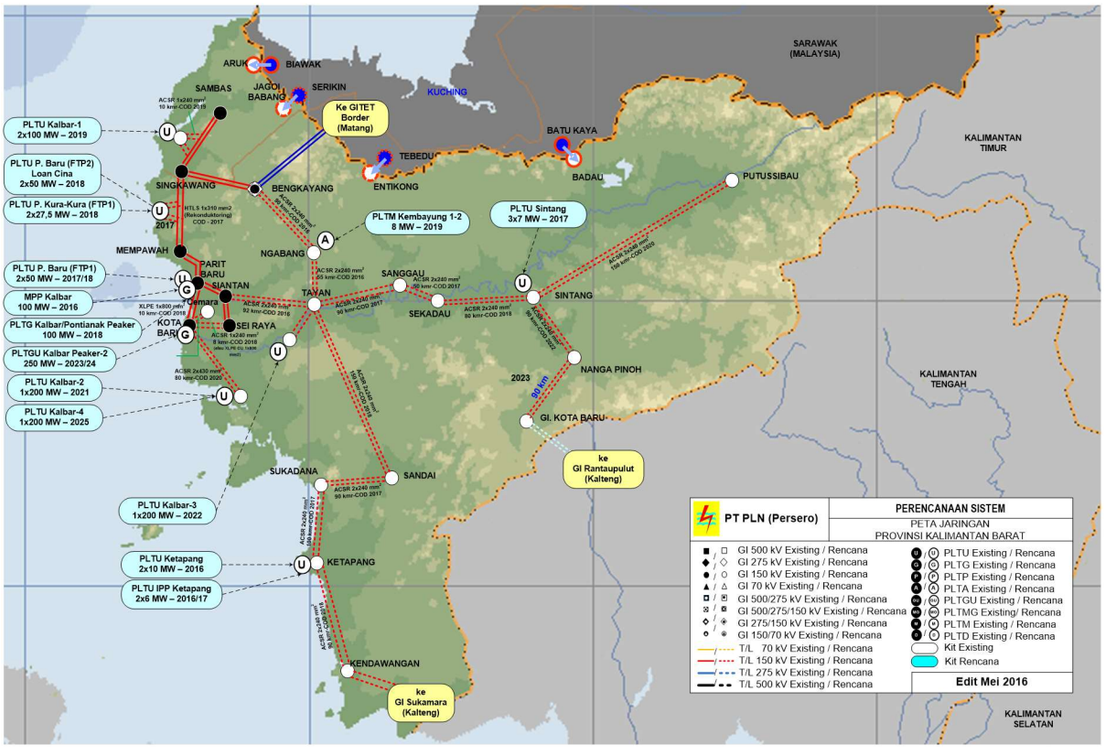
PengembanganTransmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat hingga tahun 2025 adalah sepanjang 3.346 kms dengan rincian seperti terlihat padaTabel C1.6.

Tabel C1.6. PengembanganTransmisi 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Bengkayang	Perbatasan	275 kV	2 cct, 2 Zebra	180	2016	Selesai
2	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	184	2016	Konstruksi
3	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2016	Konstruksi
4	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2016	Konstruksi
5	PLTU Singkawang/Kura2	Inc. 2 pi (Singkawang-Mempawah)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2017	Konstruksi
6	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2017	Konstruksi
7	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2017	Pengadaan
8	Singkawang	PLTU Singkawang (Perpres)/Kura2	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm2	60	2017	Rencana
9	PLTU Singkawang/Kura2	Nempawan	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm2	60	2017	Rencana
10	Nempawan	Parit Baru	150 kV	2 cct, HTLS 310 mm2	60	2017	Rencana
11	Sei Raya	Kota Baru	150 kV	2 cct, 2xZebra	32	2018	Konstruksi
12	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2018	Pengadaan
13	Kotabaru	Cemara	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2018	Rencana
14	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, 2 Hawk	200	2018	Rencana
15	Kendawangan	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2018	Rencana
16	Singkawang	Bengkayang	150 kV	Rekonduktoring, HTLS	120	2018	Rencana
17	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2020	Rencana
18	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	300	2020	Rencana
19	Sintang	Putusibau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	300	2020	Rencana
20	PLTU Kalbar-2	Kotabaru	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2020	Rencana
21	PLTU Kalbar-3	Tayan	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2021	Rencana
22	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2022	Rencana
23	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2023	Rencana
24	Sukamara (Kalteng)	Kendawangan (Kalbar)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2025	Rencana
	Total				3346		

Untuk mewujudkan interkoneksi antara Kalimantan Barat dan Sarawak tersebut, PLN sedang menyelesaiakan pembangunan transmisi 275 kV sepanjang 180 kms dari GI Bengkayang ke perbatasan Negara dan trafo IBT berkapasitas 2x250 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 2016-2025, tambahan pelanggan yand dapat dilayani adalah sekitar 47,2 ribu sambungan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM sepanjang 2.093 kms, JTR sekitar 2.120 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 164 MVA. Tabel C1.7. memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2016-2025.

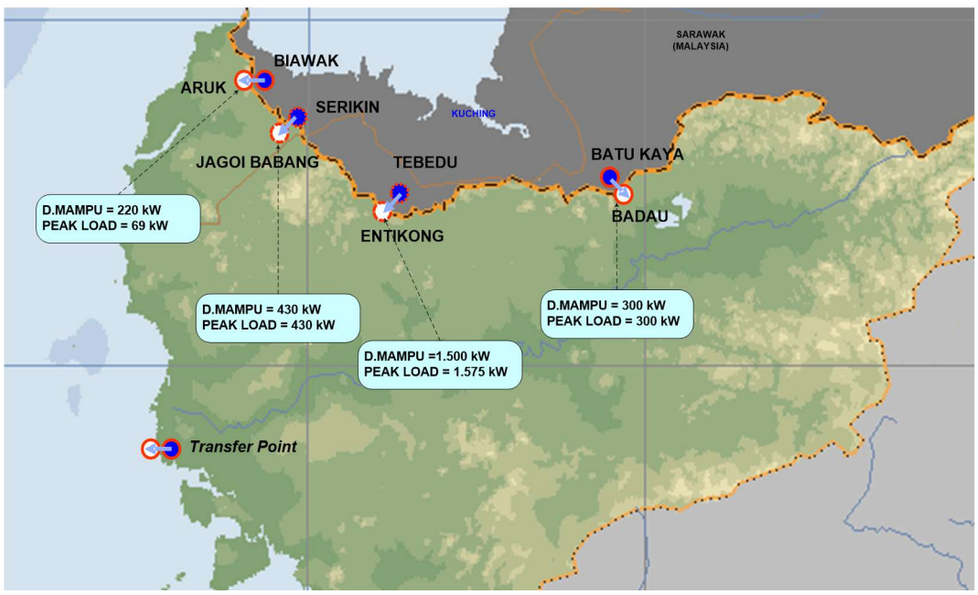
Tabel C1.7. Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	181.3	195.5	14.8	50,727
2017	266.7	206.9	16.0	52,401
2018	216.4	207.0	16.1	54,137
2019	204.3	210.4	16.2	55,969
2020	201.0	210.9	16.4	57,981
2021	201.7	212.0	16.6	60,109
2022	199.4	211.8	16.6	32,168
2023	199.5	212.9	16.6	34,035
2024	200.1	214.7	16.7	36,214
2025	222.2	238.4	18.0	38,723
2016-2025	**2,093**	**2,120**	**164**	**472,465**

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

signifikan. Untuk menguragi kesenjangan tersebut, PLN 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 2016-2025 diberikan pada Tabel C1.8.

Tabel C1.8. Ringkasan

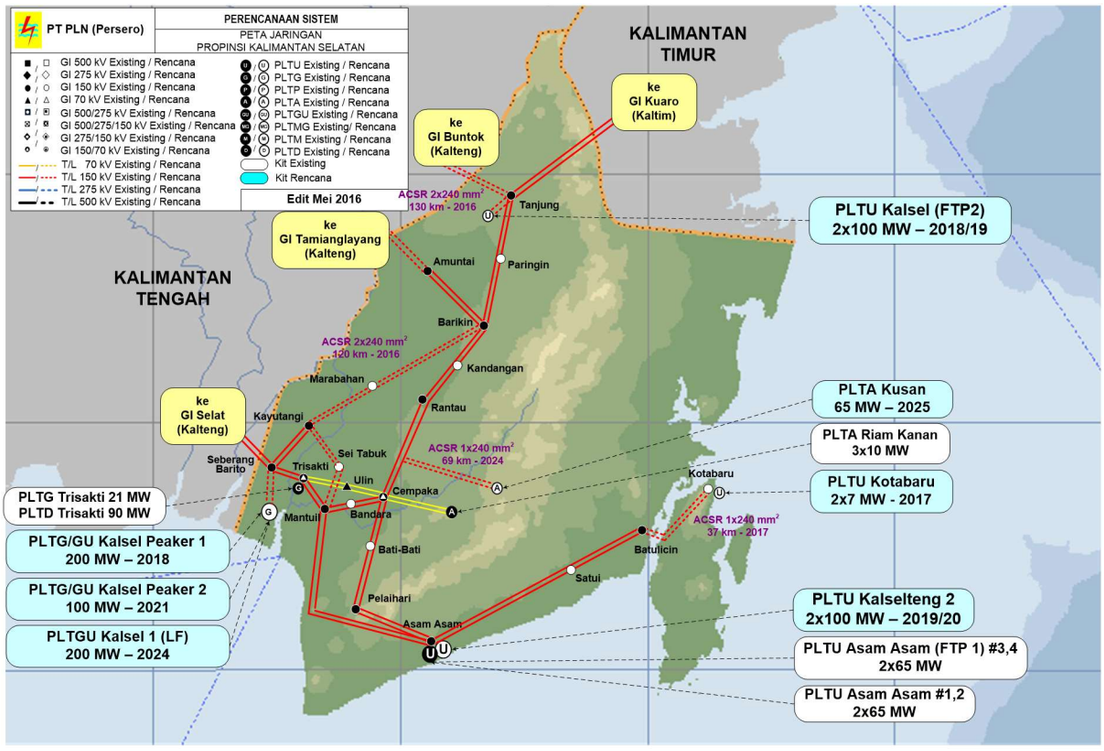
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	2100	2507	416	133	710	654	287
2017	2347	2798	464	95	330	500	244
2018	2612	3111	515	327	300	742	520
2019	2945	3504	579	215	180	0	348
2020	3271	3888	641	0	210	780	96
2021	3639	4321	711	200	120	60	307
2022	4012	4740	779	200	150	240	326
2023	4445	5249	861	162	180	180	221
2024	4930	5812	952	92	60	0	112
2025	5474	6441	1053	205	90	190	297
Jumlah				1,629	2,330	3,346	2,756

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 2015, daya terpasang total adalah 588 MW dengan daya mampu sekitar 498 MW dan beban puncak 389 MW. Jumlah pelanggan pada waktu yang sama adalah sekitar 990 ribu pelanggan. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 86,04%.

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 639 MW, daya mampu sekitar 540 MW dan beban puncak 494 MW. Sedangkan beban puncak di Kalsel yang tersambung ke sistem

Barito adalah 370 MW. Pusat beban Sistem Barito berada di Provinsi Kalimantan Selatan dengan porsi sekitar 75% 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 distribusi 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 7,8 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	Batubara	PLN	260	223	**370.35**
		PLTA	Air	PLN	30	28.5	
		PLTG	BBM	PLN	21	16.5	
		PLTD	BBM	PLN	87.11	57.75	
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	74.5	67.5	
		PLTU	Batubara	SWASTA - EXCESS	86	81	
		JUMLAH :			**558.61**	**474.25**	
2	Sistem Kotabaru	PLTD	BBM	PLN	5.4	4.6	**10.7**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	10	10	
		JUMLAH :			**15.4**	**14.6**	
3	ULD Isolated Tersebar	PLTD	BBM	PLN	14.4	10.8	7.8
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA			
TOTAL KALSEL :					**588.41**	**499.65**	**388.85**

C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Provinsi Kalsel memiliki sumber daya energi yang melimpah dengan tersedianya cadangan batubara dan gas methane 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 2016–2025 diberikan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	5.7	2,486	3,035	493	1,051,053
2017	6.1	2,911	3,600	567	1,097,365
2018	6.3	3,219	4,023	622	1,145,454
2019	6.4	3,553	4,404	678	1,195,497
2020	6.2	3,897	4,793	736	1,246,227
2021	6.2	4,240	5,178	793	1,298,418
2022	6.2	4,552	5,526	845	1,325,571
2023	6.2	4,884	5,899	900	1,352,846
2024	6.2	5,238	6,291	958	1,380,260
2025	6.2	5,614	6,715	1,021	1,407,911
Pertumbuhan (%)	**6.2%**	**9.5%**	**9.3%**	**8.5%**	**3.3%**

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 methan 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 hidro) 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/Hidro

Selain batubara dan gas methane, 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 2016-2025, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik dengan total kapasitas 992 MW. Proyek pembangkit ini meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU *peaker* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C2.5 menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Selatan.

Tabel C2.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Kalimantan Selatan

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Tersebar	PLTS	PLN	2	2016	Konstruksi
2	Kotabaru	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
3	Kalsel Peaker 1	PLTGU/MGU	PLN	200	2018	Rencana
4	Kalselteng 2	PLTU	PLN	2x100	2019/20	Pengadaan
5	Kalsel Peaker 2	PLTG/MG	PLN	100	2021	Rencana
6	Kusan	PLTA	PLN	65	2025	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2016	Konstruksi
8	Tersebar	PLTSa	Swasta	6	2018-2024	Rencana
9	Kalsel (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19	*Committed*
10	Kalsel 1 (Load Follower)	PLTGU	*Unallocated*	200	2024	Rencana
	JUMLAH			**992**		

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 2016-2025 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sepanjang 970 kms dengan rincian seperti ditampilkan dalam Tabel C2.6.

Tabel C2.6 Rencana pembangunan Transmisi 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Tanjung	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	244	2016	Konstruksi
2	Bandara	Incomer 2 phi (Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	2016	Konstruksi
3	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2016	Konstruksi
4	Satui	Incomer 1 phi (Asam-asam - Batulicin)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2016	Rencana
5	Batu Licin	Landing point Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	6	2017	Rencana
6	Landing point P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	74	2017	Rencana
7	Landing point Batulicin	Landing point P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2017	Rencana
8	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	12	2017	Rencana
9	Trisakti	Ulin (GIS)	150 kV	Uprating tegangan	20	2018	Rencana
10	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2018	Rencana
11	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2018	Rencana
12	Kayutangi	Sei Tabuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2018	Rencana
13	PLTGU Kalselteng Peaker	Seberang Barito	150 kV	2 cct, 2 x ZEBRA	6	2018	Rencana
14	Sei Tabuk	Ulin (GIS)	150 kV	Uprating tegangan	20	2019	Rencana
15	GI Bati-Bati	Inc. 1 phi (Asam Asam-Cempaka)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	12	2019	Rencana
16	PLTA Kusan	1 phi (Cempaka - Rantau)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	138	2024	Rencana
	Total				970		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Jumlah GI baru yang direncanakan akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 8 buah. Kapasitas total GI termasuk perluasannya sampai tahun 2025 adalah 1.830 MVA.

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. Untuk lokasi yang lahannya sangat terbatas seperti di GI Ulin, dapat dipertimbangkan dibangun dengan konstruksi GIS (*gas insulated switchgear*).

SCADA Kalsel saat ini masih dalam tahap penyelesaian dan diharapkan dapat selesai serta beroperasi pada tahun 2016. Proyek ini sebelumnya didanai melalui APBN dan dilanjutkan melalui pendanaan APLN.

Tabel C2.7 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Bandara	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
2	Satui	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Kotabaru	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
4	Paringin	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Sei Tabuk	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
6	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
7	Marabahan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
8	Bati-Bati	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
	EKSTENSION					
9	Barikin (arah kayutangi)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
10	Tanjung Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
11	Tanjung	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
12	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
13	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
14	Batulicin	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
15	Mantuil	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
16	Rantau	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
17	Batuilcin (Arah Kotabaru)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
18	Pelaihari	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
19	Amuntai	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
20	Barikin	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
21	Kayutangi	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
22	Trisakti	150 kV	EXT LB	2 LB	2018	Rencana
23	Tanjung Ext LB (PLTU Kalsel (FTP2))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
24	Riam Kanan	70/20 kV	Uprating	30	2018	Rencana
25	Kayutangi (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
26	Trisakti (arah Ulin (GIS))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
27	Mantuil (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
28	Seberang Barito (arah Kalselteng Peake	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
29	Satui	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
30	Trisakti	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
31	Kotabaru	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
32	Batulicin	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
33	Sei Tabuk (arah Ulin (GIS))	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
34	Pulang Pisau	150/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
35	Kayutangi	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
36	Cempaka	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
37	Rantau	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
38	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
39	Trisakti	70/20 kV	Uprating	30	2023	Rencana
40	Asam-Asam	150/20 kV	Uprating	60	2023	Rencana
41	Bandara	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
42	Trisakti	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
43	Seberang Barito	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
44	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	Ext LB	2 LB	2024	Rencana
45	Cempaka	150/20 kV	Extension	120	2025	Rencana
	Total			1830		

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 2025 termasuk untuk listrik pedesaan adalah 7.629 kms untuk JTM, 7.691 kms untuk JTR dan 658 MVA untuk trafo distribusi. Penambahan infrastruktur tersebut dimaksudkan untuk mendukung penambahan

pelanggan sebanyak 401 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
2016	637	520	65	44,653
2017	593	573	55	46,312
2018	596	643	62	48,089
2019	667	715	71	50,043
2020	722	770	74	50,730
2021	782	833	83	52,191
2022	802	812	66	27,153
2023	871	874	70	27,275
2024	945	941	66	27,414
2025	1,013	1,009	45	27,651
2016-2025	**7,629**	**7,691**	**658**	**401,511**

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 2025 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada Tabel C2.9.

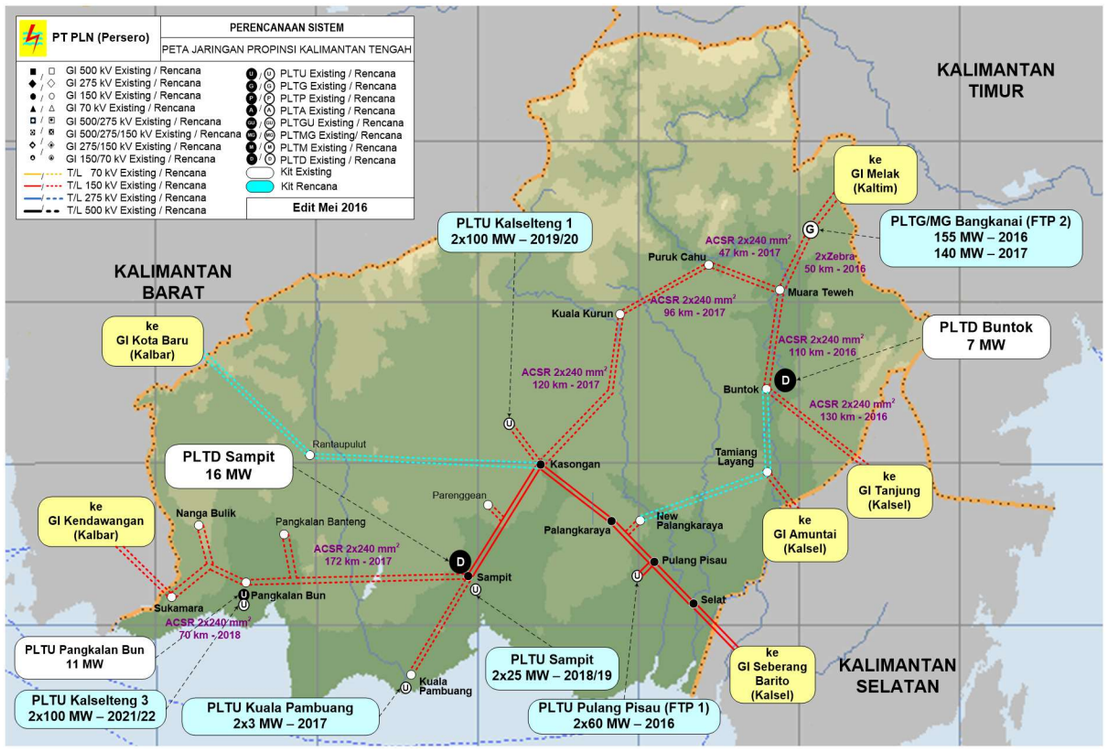
Tabel C2.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	2,486	3,035	493	7	390	516	147
2017	2,911	3,600	567	14	240	98	93
2018	3,219	4,023	622	302	210	186	425
2019	3,553	4,404	678	200	300	32	333
2020	3,897	4,793	736	100	90	0	178
2021	4,240	5,178	793	100	120	0	110
2022	4,552	5,526	845	0	60	0	35
2023	4,884	5,899	900	2	150	0	44
2024	5,238	6,291	958	202	150	138	267
2025	5,614	6,715	1,021	65	120	0	139
Jumlah				**992**	**1,830**	**970**	**1,770**

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 Kasongandan 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 186 MW, dengan daya mampu sekitar 155 MW dan beban puncak tertinggi *non coincident* adalah 198 MW. Sebagian beban Kalimantan Tengah yaitu 123 MW dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya 75 MW tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Sampai dengan triwulan III tahun 2015, jumlah pelanggan PLN di Provinsi Kalimantan Tengah adalah 465 ribu pelanggan dengan rasio jumlah pelanggan rumah tangga

berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 62,44%. 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	32.4	20.3	**123.45**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	41.5	39	
		PLTU	Batubara	SWASTA - EXCESS	3	3	
		PLTG	Biogas	SWASTA - EXCESS	3	3	
		JUMLAH :			**79.9**	**65.3**	
2	Sistem Pangkalan Bun	PLTD	BBM	PLN	12.82	6.4	**29.65**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	13.4	13.4	
		PLTU	Biomass	SWASTA - EXCESS	2	2	
		PLTU	Batubara	SWASTA - IPP	11	11	
		JUMLAH :			**39.22**	**32.8**	
3	Sistem Buntok	PLTD	BBM	PLN	5.58	4.3	**9.13**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	7	7	
		JUMLAH :			**12.58**	**11.3**	
4	Sistem Muara Teweh	PLTD	BBM	PLN	3.53	2.7	**8.23**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	7.5	7.5	
		JUMLAH :			**11.03**	**10.2**	
5	Sistem Kuala Pambuang	PLTD	BBM	PLN	1.8	1.1	**3.07**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	4	4	
		JUMLAH :			**5.8**	**5.1**	
6	Sistem Nanga Bulik	PLTD	BBM	PLN	2.5	1.7	**3.58**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	2	2	
		JUMLAH :			**4.5**	**3.7**	
7	Sistem Kuala Kurun	PLTD	BBM	PLN	2.07	0.9	**3.32**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	3	3	
		JUMLAH :			**5.07**	**3.9**	
8	Sistem Puruk Cahu	PLTD	BBM	PLN	1.5	0.8	**3.94**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	4	4	
		JUMLAH :			**5.5**	**4.8**	
9	Sistem Sukamara	PLTD	BBM	PLN	1	0.7	**2.51**
		PLTD	BBM	SWASTA - SEWA	2	2	
		JUMLAH :			**3**	**2.7**	
10	ULD Isolated Tersebar	PLTD	BBM	PLN	19.7	14.9	11.1
TOTAL KALTENG :					**186.3**	**154.7**	**197.98**

C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengan dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 6,8% per tahun. 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 jumlah rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Tengah masih cukup rendah, maka pertumbuhan kebutuhan listrik hingga 5 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 2016–2025 diberikan pada Tabel C3.2.

Tabel C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Kalimantan Tengah

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.4	1,175	1,411	236	514,700
2017	9.1	1,348	1,649	272	553,799
2018	9.6	1,483	1,838	296	596,043
2019	10.2	1,634	2,002	322	641,841
2020	8.2	1,786	2,163	349	689,159
2021	8.2	1,946	2,334	376	737,862
2022	8.2	2,120	2,519	406	789,821
2023	8.2	2,310	2,720	438	845,256
2024	8.2	2,464	2,885	464	880,285
2025	8.2	2,631	3,066	493	916,425
Pertumbuhan (%)	**7.4**	**9.4%**	**9.1%**	**8.6%**	**6.6%**

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. Survey 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 Tabel 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 2025 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 883 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 (compressed natural gas)* sebagai *storage* serta beberapa pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTBM dan PLT sampah. Tabel C3.5 berikut menampilkan perincian pengembangan pembangkit di Kalimantan Tengah.

Tabel C3.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Bangkanai (FTP2)	PLTMG	PLN	155	2016	Konstruksi
2	Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	PLN	2x60	2016	Konstruksi
3	Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	PLN	140	2017	Rencana
4	Kuala Pambuang	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
5	Sampit	PLTU	PLN	2x25	2018/19	Konstruksi
6	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2017	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2018	Rencana
8	Kalselteng 1	PLTU	Swasta	2x100	2019/20	Committed
9	Kalselteng 3	PLTU	Swasta	2x100	2021/22	Pengadaan
JUMLAH				883		

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 2016-2025 transmisi 150 kV yang akan dibangun adalah sekitar 2.616 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	STATUS PROYEK
1	Tanjung	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	260	2016	Konstruksi
2	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	220	2016	Konstruksi
3	PLTG/MG Bangkanai	Muara Teweh	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	100	2016	Konstruksi
4	PLTU Pulang Pisau	Incomer 2 phi (P. Raya -Selat)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	4	2016	Konstruksi
5	PLTU Sampit	Incomer / Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	84	2017	Konstruksi
6	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	344	2017	Konstruksi
7	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	94	2017	Konstruksi
8	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	196	2017	Konstruksi
9	Paringin	Inc. 1 phi (Barikin-Tanjung)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	2	2017	Rencana
10	Palangkaraya [New]	Incomer 1 phi (Selat - P raya)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	2	2017	Rencana
11	Parenggean	Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2017	Rencana
12	GI Pangkalan Banteng	Incomer 1-phi (P Bun-Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	48	2017	Rencana
13	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2018	Rencana
14	GI Pangkalan Bun	GI Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	140	2018	Rencana
15	GI Nangabulik	Incomer 1-phi (P Bun-S mara)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2018	Rencana
16	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	248	2018	Rencana
17	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, Uprating ke AC3	84	2018	Rencana
18	PLTU Kalselteng 1	Kasongan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2018	Rencana
19	Amuntai	Tamiang Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2024	Rencana
20	Sampit	Kuala Pambuang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2024	Rencana
21	Sukamara	Kendawangan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	140	2025	Rencana
	Total				2616		

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2016-2025, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Total tambahan kapasitas trafo adalah 870 MVA, termasuk trafo untuk perluasan. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel C3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Buntok	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Muara Teweh	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Pangkalan Bun	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
4	Parenggean	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
5	New Palangkaraya	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
6	Puruk Cahu	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
7	Pangkalan Banteng	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
8	Kuala Kurun	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
9	Sukamara	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Nangabulik	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Tamiang Layang	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
12	Kuala Pambuang	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
	EKSTENSION					
13	Buntok Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
14	Muara Teweh Ext LB (PLTG)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
15	Sampit	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
16	Sampit Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
17	Kuala Kurun (arah Kasongan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
18	Kasongan (Arah Kuala Kurun)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
19	Kasongan	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
20	Pangkalan Bun	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
21	Sampit Ext LB (PLTU Sampit)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Konstruksi
22	Sampit	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
23	Selat	150/20 kV	Uprating	60	2020	Rencana
24	Buntok	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
25	Palangkaraya	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
26	New Palangkaraya	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
27	Pangkalan Bun	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			870		

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 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 9.539 kms untuk JTM, 5.334 kms untuk JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 463 MVA. Secara rinci penambahan infrastruktur tersebut ditampilkan pada Tabel C3.8.

Untuk meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dan melayani pelanggan lebih banyak setelah pembangkit sudah cukup, khusus pada tahun 2016 akan disambung sekitar 36 ribu pelanggan baru dan tahun-tahun berikutnya akan disambung rata-rata 43 ribu pelanggan per tahun.

Tabel C3.8 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	301	246	82	36,155
2017	275	266	69	39,099
2018	275	296	79	42,244
2019	307	329	90	45,798
2020	331	353	94	47,318
2021	359	382	105	48,703
2022	374	378	86	51,959
2023	412	414	92	55,435
2024	445	443	87	35,029
2025	475	473	60	36,140
2016-2025	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 2025 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$)
2016	1,175	1,411	236	275	90	668	471
2017	1,348	1,649	272	148	300	716	293
2018	1,483	1,838	296	35	150	902	248
2019	1,634	2,002	322	125	0	0	223
2020	1,786	2,163	349	100	60	0	185
2021	1,946	2,334	376	100	0	0	182
2022	2,120	2,519	406	100	30	0	189
2023	2,310	2,720	438	0	120	0	56
2024	2,464	2,885	464	0	60	190	97
2025	2,631	3,066	493	0	60	140	81
Jumlah				883	870	2,616	2,025

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, peran pembangkit-pembangkit berbahan bakar minyak sudah mulai berkurang dengan beroperasinya PLTU IPP CFK ekspansi 50 MW dan PLTG IPP Senipah 82 MW, sehingga biaya pokok produksi sudah mulai turun. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur secara sederhana ditunjukkan pada Gambar C4.1. Pada Bulan September 2015, kapasitas terpasang keseluruhan sistem adalah 771 MW, daya mampu sekitar 508 MW dan beban puncak 481 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 2015

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	Swasta/PLN	660.6	425.2	405.1
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21.2	14.0	13.8
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	17.2	13.8	13.2
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	24.7	16.0	11.0
5	Sangattta	PLTD	BBM	PLN	19.7	18.2	17.1
6	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27.6	21.4	20.9
TOTAL					**771.0**	**508.4**	**481.0**

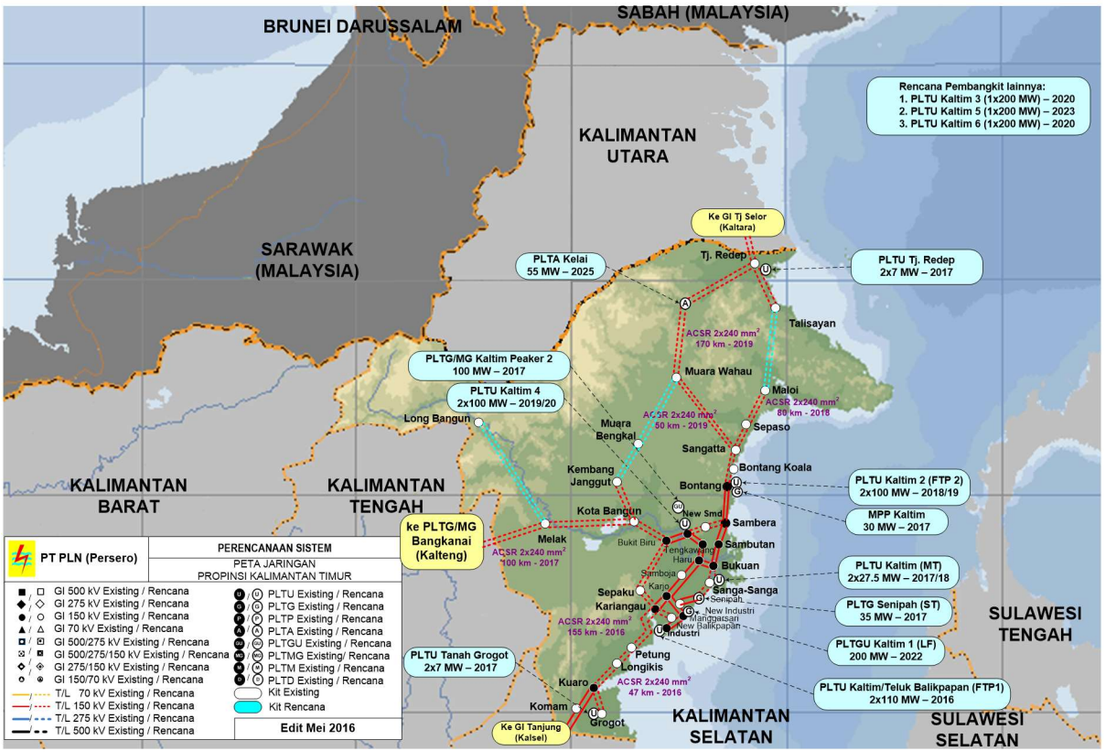
Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 85,80%.

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 2015 beban puncak akan mencapai 457 MW sudah termasuk captive power yang akan dilayani oleh PLN. Sistem Mahakam dipasok dari beberapa jenis pembangkit yaitu PLTU, PLTGU, PLTG, PLTMG dan PLTD, 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 dalam 5 tahun terakhir rata-rata sekitar 6,3% per tahun selama 2010–2014. Pertumbuhan penjualan tenaga listrik tumbuh rata-rata 8,78% per tahun. Porsi terbesar pemakaian listrik adalah dari pelanggan sektor rumah tangga (rata-rata 61,37% per di tahun 2014).

Dalam beberapa tahun terakhir, kondisi sistem kelistrikan di Kaltim masih belum mampu mengimbangi pertumbuhan beban listrik yang begitu tinggi karena keterbatasan daya pembangkit. Akibatnya daftar tunggu terutama calon pelanggan bisnis dan industri belum dapat dilayani, membuat tambahan beban yang akan datang diperkirakan naik cukup tinggi setelah PLTU batubara beroperasi.

Mengacu pada realisasi penjualan tenaga listrik, termasuk adanya daftar tunggu calon pelanggan yang cukup besar, dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan usaha meningkatkan rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2. 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 (MW)	Pelanggan
2016	8.7	3,154	3,623	624	916,993
2017	9.3	3,548	4,070	700	984,106
2018	9.8	3,934	4,510	776	1,048,646
2019	10.5	4,384	5,021	863	1,112,472
2020	8.4	4,783	5,472	940	1,162,278
2021	8.4	5,213	5,962	1,024	1,208,669
2022	8.4	5,661	6,473	1,111	1,237,510
2023	8.4	6,149	7,029	1,205	1,267,233
2024	8.4	6,680	7,635	1,308	1,297,878
2025	8.4	7,259	8,292	1,420	1,329,486
Pertumbuhan (%)	**8.9%**	**9.7%**	**9.6%**	**9.6%**	**4.2%**

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 metan 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/GU dan PLTA. Selama periode 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 2.313 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C4.3 berikut.

Tabel C4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Teluk Balikpapan (FTP1)	PLTU	PLN	2x110	2016	Konstruksi
2	MPP Kaltim	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
3	Tanjung Redep	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
4	Kaltim Peaker 2	PLTG/MG	PLN	100	2017	Rencana
5	Kelai	PLTA	PLN	55	2025	Rencana
6	Tersebar	PLTA	PLN	200	2024/25	Rencana
7	Tanah Grogot	PLTU	Swasta	2x7	2017	Konstruksi
8	Senipah (ST)	PLTGU	Swasta	35	2017	Pengadaan
9	Tersebar	PLTBM	Swasta	21.6	2017/18	Rencana
10	Kaltim (MT)	PLTU	Swasta	2x27.5	2017/18	Konstruksi
11	Kaltim (FTP2)	PLTU	Swasta	2x100	2018/19	*Committed*
12	Tersebar	PLTSa	Swasta	18	2018-2025	Rencana
13	Kaltim 4	PLTU	Swasta	2x100	2019/20	Pengadaan
14	Kaltim 3	PLTU	Swasta	1x200	2020	Pengadaan
15	Kaltim 6	PLTU	Swasta	1x200	2020	Pengadaan
16	Tersebar	PLTA	Swasta	350	2024/25	Rencana
17	Kaltim 1 (Load Follower)	PLTGU	*Unallocated*	200	2022	Rencana
18	Kaltim 5	PLTU	*Unallocated*	1x200	2023	Rencana
	JUMLAH			**2,313**		

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 PLTMG 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 2016-2025, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV sepanjang 2.099 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 367 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C4.4.

Tabel C4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Kuaro	Perbatasan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	93	2016	Operasi
2	PLTU Teluk Balikpapan	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 428 mm2	16	2016	Konstruksi
3	Senipah	Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2016	Konstruksi
4	Karang Joang	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	182	2016	Konstruksi
5	Petung	Incomer 2 phi (Karjo - Kuaro)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	46	2016	Konstruksi
6	Tenggarong	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2016	Konstruksi
7	GI New Balikpapan	Incomer 2 phi (Manggarsari-Indus	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	2	2016	Rencana
8	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2017	Konstruksi
9	New Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, 2xZebra	32	2017	Pengadaan
10	PLTG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	200	2017	Rencana
11	New Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, 2xZebra	40	2017	Rencana
12	GI New Balikpapan	GI Kariangau	150 kV	2 cct, 2xZebra	40	2017	Rencana
13	Kuaro	Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	32	2017	Rencana
14	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	30	2017	Rencana
15	Melak	GI Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	268	2017	Rencana
16	Lati	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	60	2017	Rencana
17	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2018	Rencana
18	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2019	Rencana
19	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	240	2019	Rencana
20	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2019	Rencana
21	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	70	2020	Rencana
22	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	50	2020	Rencana
23	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2020	Rencana
24	PLTU Kaltim 3	Bukuan/Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	8	2020	Rencana
	Total				2099		

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 2016-2025 tersebar di 27 baru serta untuk perluasannya, dengan kapasitas total 2.650 MVA. Rincian pengembangan gardu induk di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel C4.5.

Tabel C4.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Senipah	150/20 kV	NEW	30	2016	Konstruksi
2	Kariangau	150/20 kV	NEW	60	2016	Rencana
3	Kotabangun	150/20 kV	NEW	20	2016	Konstruksi
4	New Balikpapan	150/20 kV	NEW	60	2016	Pengadaan
5	New Samarinda	150/20 kV	NEW	60	2016	Konstruksi
6	Petung	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
7	Kuaro / Tanah Grogot	150/20 kV	NEW	20	2016	Konstruksi
8	New Industri	150/20 kV	NEW	60	2017	Rencana
9	Melak	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
10	Lati	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
11	Sanga-Sanga	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Sangatta	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
13	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
14	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
15	Longikis	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
16	Berau / Tj Redep	150/20 kV	NEW	60	2017	Rencana
17	Sepaso	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
18	Maloy	150/20 kV	NEW	30	2018	Rencana
19	Samboja	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
20	Talisayan	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
21	Bontang Koala	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
22	Muara Wahau	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
23	Kembang Janggut	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
24	Semoi-Sepaku	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
25	GIS Balikpapan	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
26	GIS Samarinda	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
27	Muara Bengkal	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
	EKSTENSION					
28	Bukuan/Palaran	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
29	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
30	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
31	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
32	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
33	Kotabangun	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
34	Kariangau (arah New Balikpapan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
35	Sambera (arah New Samarinda)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
36	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Uprating	60	2016	Rencana
37	Bontang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
38	Bontang Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
39	Embalut	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
40	PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2016	Rencana
41	Kuaro (arah Grogot)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
42	Bontang (arah PLTU Kaltim FTP2)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
43	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Uprating	60	2017	Rencana
44	Petung	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
45	New Samarinda	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
46	Sangatta (arah M. Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
47	Tanjung Redeb (arah M. Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
48	New Balikpapan	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
49	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Uprating	60	2019	Rencana
50	Kariangau (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
51	Tenggarong (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
52	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
53	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Extension	120	2021	Rencana
54	Sangatta	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
55	Berau / Tj Redep	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
56	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
57	Sambutan	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
58	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
59	Embalut	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
60	Tengkawang	150/20 kV	Uprating	60	2023	Rencana
61	Maloy	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
62	Senipah	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			2650		

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 47 ribu sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 7.647 kms, JTR sekitar 5.776 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 1.683 MVA.

Tabel C4.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	786	585	170	63,789
2017	815	606	191	67,112
2018	840	625	214	64,540
2019	865	644	119	63,827
2020	874	650	130	49,806
2021	709	528	142	46,392
2022	713	530	156	28,841
2023	717	533	170	29,723
2024	721	536	187	30,645
2025	605	540	204	31,609
2016-2025	7,647	5,776	1,683	476,282

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 hidro, 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 meyerap 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 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 2025 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$)
2016	3,154	3,623	624	220	700	569	522
2017	3,548	4,070	700	233	540	792	490
2018	3,934	4,510	776	143	210	160	318
2019	4,384	5,021	863	200	210	410	428
2020	4,783	5,472	940	500	120	160	762
2021	5,213	5,962	1,024	0	480	0	82
2022	5,661	6,473	1,111	200	210	8	273
2023	6,149	7,029	1,205	206	60	0	334
2024	6,680	7,635	1,308	275	60	0	481
2025	7,259	8,292	1,420	336	60	0	572
Jumlah				2,313	2,650	2,099	4,261

LAMPIRAN C.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN UTARA

C5.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sesuai Undang-Undang No. 20 tahun 2012 tanggal 16 November 2012, Provinsi Kalimantan Utara secara resmi terbentuk, terdiri dari 4 Kabupaten yaitu Bulungan, Malinau, Nunukan, Tana Tidung dan 1 Kota Tarakan, yang sebelumnya masuk wilayah Provinsi Kalimantan Timur.

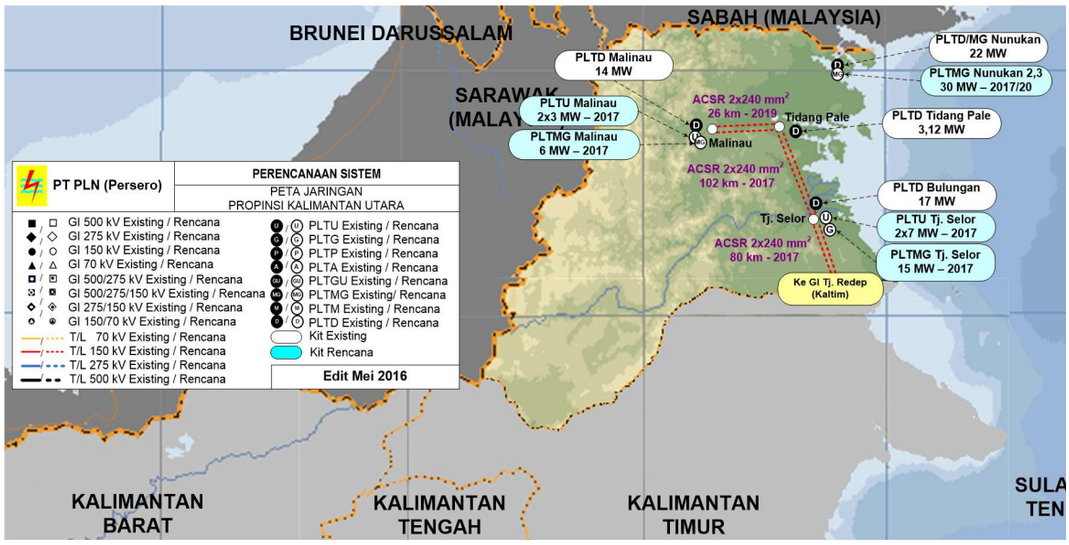
Sejalan dengan terbentuknya Provinsi Kalimantan Utara, maka kebutuhan tenaga listrik dalam beberapa tahun kedepan diperkirakan akan tumbuh tinggi, terutama di kota-kota besar yaitu Tanjung Selor sebagai ibukota provinsi dan ibukota Kabupaten yaitu Tana Tidung, Malinau serta Nunukan.

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 2015, kapasitas terpasang pembangkit dengan beban diatas 1 MW adalah 69,4 MW, daya mampu sekitar 34,3 MW dan beban puncak 32,2 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 2015 beban puncak diperkirakan akan mencapai sekitar 35,6 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 66,62%.

Tabel C5.1 Kondisi kelistrikan sistem Kalimantan Utara sd. September 2015

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN	18.9	9.3	9.2
2	Nunukan	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	24.7	11.0	10.7
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN	13.1	5.6	6.7
4	Tidung Pale	PLTD	BBM	PLN	3.4	2.7	1.6
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN	4.0	2.6	1.3
6	Sebatik	PLTD/S	BBM/Surya	PLN	5.3	3.2	2.7
TOTAL					**69.4**	**34.4**	**32.2**



Gambar C5.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kalimantan Utara

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 rata-rata 8,06% per tahun selama 2010-2014. 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 jumlah pelanggan rumah tanggan berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 ditunjukkan pada Tabel C5.2.

[1] Tidak termasuk Tarakan

Tabel C5.2 Proyeksi KebutuhanTenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.7	223	248	48	65,161
2017	9.3	249	280	54	69,519
2018	9.8	275	310	59	73,651
2019	10.5	305	344	66	77,696
2020	8.4	331	378	73	80,737
2021	8.4	358	410	79	83,527
2022	8.4	387	443	86	85,101
2023	8.4	419	479	93	86,742
2024	8.4	453	518	101	88,452
2025	8.4	491	560	110	90,237
Pertumbuhan (%)	8.9%	9.2%	9.5%	9.8%	3.7%

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 penduduknya.

Potensi Energi Primer

Kalimantan Utara merupakan salah satu lumbung energi nasional yaitu sebagai daerah penghasil batubara, 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, terdapat 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 PLTMG. Pemanfaatan potensi DAS Kayan yang sangat besar untuk PLTA, perlu kajian yang lebih mendalam dan komprehensip serta mempertimbangkan rencana jangka panjang interkoneksi antara Negara terkait dengan kemampuan menyerap energi listrik yang akan diproduksi, risiko berkenaan variasi musin yang terkait erat dengan daya mampu PLTA serta permasalahan kestabilan sistem.

Namun demikian, dalam rangka mempercepat pembangunan kelistrikan dan peningkatan 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 mempertimbangkan membeli kelebihan daya dari PLTA tersebut untuk melayani kebutuhan listrik di Kalimantan Utara sesuai kebutuhan.

Selama periode 2016-2025, direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 291 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.

Tabel C5.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Malinau	PLTMG	PLN	6	2017	Pengadaan
2	Malinau	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
3	Tanjung Selor	PLTMG	PLN	15	2017	Pengadaan
4	Tanjung Selor	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
5	Nunukan 2	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
6	Nunukan 3	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
7	Tersebar	PLTA	Swasta	220	2024/25	Rencana
	JUMLAH			**291**		

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 serta andal.

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. Selanjutnya akan disambung dengan sistem Kaltim agar menjadi lebih andal dan efisien.

Selama periode 2016-2025, 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	STATUS PROYEK
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	160	2017	Pengadaan
2	Tj Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	204	2017	Rencana
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	52	2019	Rencana
	Total				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 2016-2025 tersebar di 3 lokasi termasuk untuk perluasannya, dengan kapasitas total 170 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 12 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	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Malinau	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
	EKSTENSION					
4	Malinau	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			180		

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2016-2025 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 2.925 sambungan per tahun. Jaringan distrubusi yang akan dibangun meliputi JTM sepanjang 528 kms, JTR sekitar 401 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 117 MVA.

Tabel C5.6. Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	56	42	12	4,173
2017	57	43	13	4,358
2018	59	44	15	4,132
2019	60	45	8	4,045
2020	60	45	9	3,041
2021	49	36	10	2,790
2022	49	36	11	1,574
2023	49	36	12	1,641
2024	49	37	13	1,711
2025	41	37	14	1,784
2016-2025	528	401	117	29,249

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 hidro, dapat dikembangkan menjadi PLTMH dengan melibatkanPemerintah 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 2016-2025 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$)
2016	223	248	48	0	0	0	5
2017	249	280	54	51	90	364	142
2018	275	310	59	0	0	0	5
2019	305	344	66	0	30	52	16
2020	331	378	73	20	0	0	20
2021	358	410	79	0	0	0	4
2022	387	443	86	0	0	0	4
2023	419	479	93	0	0	0	4
2024	453	518	101	110	60	0	172
2025	491	560	110	110	0	0	169
Jumlah				291	180	416	543

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 Provinsi 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.

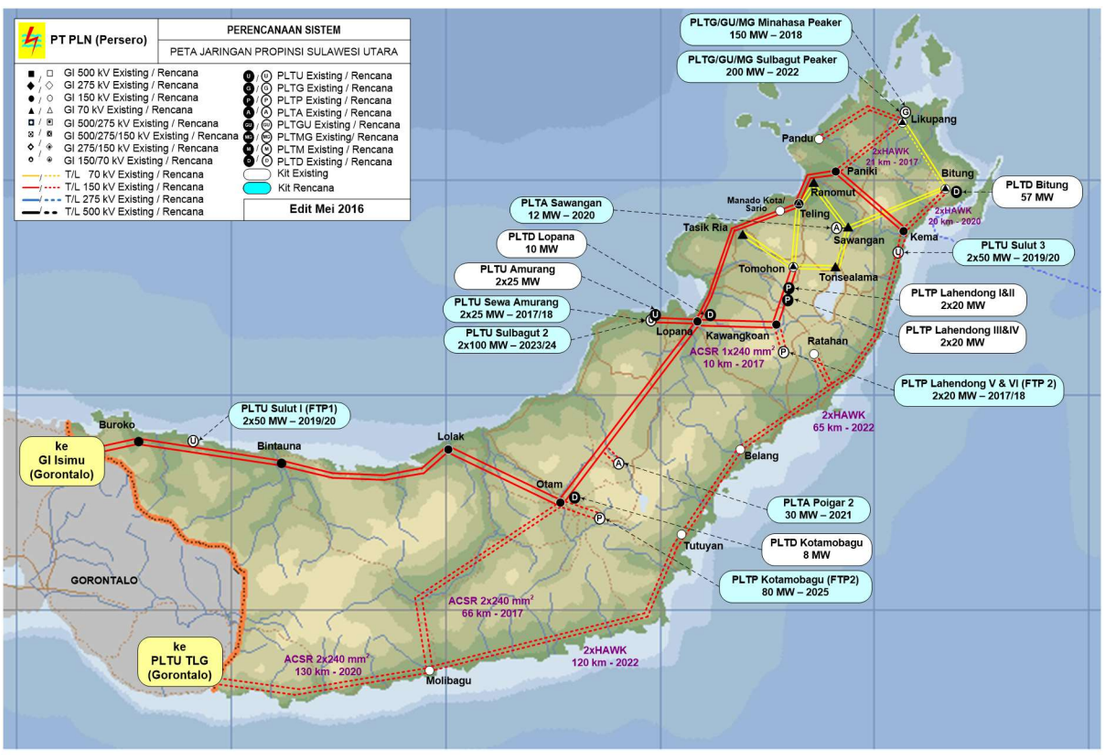
Beberapa pulau kecil di sekitar Kota Manado, Kota Bitung dan Kabupaten Minahasa Utara juga disuplai dari sistem isolated 20 kV meliputi Pulau;Bunaken, Papusungan, Manado Tua, Bangka, Talise, Nain, Mantehage dan Gangga.

Kemampuan sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara pada saat ini sekitar 306 MW yang meliputi pembangkit di sistem interkoneksi 150/70 kV sebesar 278 MW dan di sistem 20 kV sebesar 28 MW. Namun melihat keterbatasan uap panas bumi PLTP Lahendong dan variasi musim sehingga kemampuan PLTA sering kali menurun pada musim kering. 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 393 MW dengan beban puncak sistem ini adalah 266 MW. Sistem kelistrikan sistem interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit sehingga sering dilakukan pemadaman bergilir. Untuk sistem isolated 20 kV, hampir cadangan di semua sistem dibawah 10% (dibawah cadangan yang wajar) sehingga masih sering terjadi pemadaman. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Utara adalah sebesar 87,75%.

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	159.5	118.5	245.1
		PLTP	Panas bumi	PLN	80.0	75.0	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	58.4	51.2	
		PLTU	Batubara	PLN	50.0	33.0	
2	**Sistem Grid 20 kV**						
	1 Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11.4	8.8	7.3
		PLTA/M	Air	PLN	1.0	0.2	
		PLTS	Surya	PLN	0.1	0.1	
	2 Talaud	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6.3	4.1	3.2
	3 Siau/Ondong	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.9	2.8	2.8
	4 Lirung	PLTD	BBM	PLN	3.9	1.4	1.2
	5 Tagulandang	PLTD	BBM	PLN	3.7	1.4	1.2
	6 Molibagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.2	4.2	2.5
	7 *Isolated* tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3.4	2.2	1.4
		PLTS	Surya	PLN	0.6	0.4	
	8 *Isolated* tersebar daerah Manado	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.0	2.6	1.8
		PLTS	Surya	PLN	0.3	0.2	
	Total				**393**	**306**	**266**



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 7,6% per tahun. Berdasarkan sumbangannya, sektor PHR (Perdagangan, Hotel dan Restoran) masih menjadi pendorong utama pertumbuhan ekonomi diikuti oleh sektor bangunan serta 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 serta sektor pengangkutan dan komunikasi.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata mencapai 9,12% per tahun. Pertumbuhan permintaan tenaga listrik terbesar adalah dari sektor publik dengan pertumbuhan dalam 5 tahun terakhir mencapai 12,4% dan sektor rumah tangga dengan pertumbuhan 10,0%.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik dalam lima tahun terakhir dan dengan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016-2025 diperlihatkan pada Tabel C6.2.

Tabel C6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.2	1,504	1,809	294	611,776
2017	8.9	1,738	2,086	337	637,191
2018	9.4	1,950	2,335	375	658,647
2019	10.0	2,153	2,575	411	676,443
2020	8.0	2,336	2,790	442	689,156
2021	8.0	2,533	3,021	476	699,062
2022	8.0	2,746	3,272	513	708,227
2023	8.0	2,980	3,549	553	717,678
2024	8.0	3,235	3,852	597	726,443
2025	8.0	3,518	4,177	643	736,550
Pertumbuhan (%)	8.4	9.9%	9.8%	9.1%	2.1%

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. Mengingat karakteristik tenaga angin dan tenaga matahari yang tidak kontinu (intermitten), maka untuk pengembangannya lebih cocok dibuat hybrid dengan PLTD eksisting.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai dengan tahun 2025 direncanakan tambahan pembangkit baru termasuk pembangkit energi baru dan terbarukan seperti PLTM dan PLTS. Jenis pembangkit yang akan dibangun meliputi PLTU, PLTG/MG, PLTA serta PLTP. Total penambahan kapasitas sampai dengan tahun 2025 adalah 1.016 MW. Tabel C6.4 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

TabelC6.4 Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Talaud	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
2	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
3	Minahasa Peaker	PLTG	PLN	150	2018	Rencana
4	Lelipang	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
5	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2020	Pengadaan
6	Sawangan	PLTA	PLN	2x6	2020	Rencana
7	Sulut 1	PLTU	PLN	2x50	2019/20	Rencana
8	Kotamobagu (FTP 2)	PLTP	PLN	80	2025	Rencana
9	Amurang	PLTU	Sewa	2x25	2017/18	Konstruksi
10	Lahendong V (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2017	Konstruksi
11	Lahendong VI (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2018	Konstruksi
12	Duminanga	PLTM	Swasta	3.5	2019	Rencana
13	Pidung	PLTM	Swasta	2	2019	Rencana
14	Ranowangko	PLTM	Swasta	2.2	2019	Rencana
15	Sulut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Pengadaan
16	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2021	Rencana
17	Poigar 2	PLTA	Swasta	30	2021	Rencana
18	Tersebar	PLTM	Swasta	9.7	2021-2024	Rencana
19	Sulbagut 1 (Load Follower)	PLTGU	*Unallocated*	200	2024	Rencana
20	Sulbagut 2	PLTU	*Unallocated*	2x100	2023-2024	Rencana
	JUMLAH			**1016**		

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 2025 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun sepanjang 1.014 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 168 juta seperti ditampilkan pada Tabel C6.5.

Tabel C6.5 Pembangunan Transmisi 150 kVdan 70 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Likupang	Bitung	70 kV	1 cct, ACSR 1 x 240 mm2	32	2016	Operasi
2	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	132	2017	Konstruksi
3	PLTP Lahendong V & VI	Kawangkoan	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	10	2017	Rencana
4	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	42	2017	Rencana
5	PLTG/MG Minahasa Peaker	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	1	2017	Rencana
6	PLTU Sulut 1 (FTP1)	Incomer double phi (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	10	2018	Rencana
7	Sario (GIS)/Manado Kota	Inc 2 phi (Teling (GIS)-Lopana)	150 kV	Steel Pole atau UGC	8	2018	Rencana
8	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, 2xZebra	20	2018	Rencana
9	Likupang	Pandu	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	24	2019	Rencana
10	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	1	2020	Rencana
11	GI Molibagu	PLTU TLG (Molotabu)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	206	2020	Rencana
12	PLTA Poigar	Incomer 1 phi (Otam-Lopana)	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	30	2020	Rencana
13	Kema	Bitung	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	40	2020	Rencana
14	Likupang	Bitung	150 kV	uprate ke tegangan 150 kV	32	2020	Rencana
15	Ratahan	Inc 1 phi (Kema-Belang)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	24	2022	Rencana
16	Kema	Belang	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	130	2022	Rencana
17	Belang	Molibagu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	240	2022	Rencana
18	PLTP Kotamobagu	Otam	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	32	2024	Rencana
	Total				1014		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi, gardu induk yang akan dibangun sampai dengan tahun 2025 adalah 10 gardu induk baru 150 kV dan extension pada 9 GI 150 kV dan 70 kV dengan total kapasitas trafo sekitar 880 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 53 juta sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C6.6,

Tabel C6.6 Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Likupang (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
2	Molibagu	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
3	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
4	Bintauna (Town Feeder)	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
5	Pandu	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
6	Bitung Baru	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
7	Bitung (IBT)	150/70 kV	New	60	2020	Rencana
8	Belang	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
9	Ratahan	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
10	Tutuyan	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
	EKSTENSION					
11	Otam	150/20 kV	Extension	60	2016	Selesai
12	Teling (GIS)	150/20 kV	Extension	60	2016	Konstruksi
13	Tonsealama	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
14	Kawangkoan	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
15	Tomohon	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
16	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
17	Tasik Ria	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
18	Paniki	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
19	Lopana	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
	Total			880		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan baru sekitar 154 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata sekitar 15 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 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 3.653 kms JTM, 1.994 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 850 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C6.7.

Tabel C6.7 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	393	187	62	29,783
2017	487	284	78	25,414
2018	505	290	84	21,457
2019	498	286	92	17,796
2020	466	272	93	12,713
2021	392	191	90	9,906
2022	289	148	89	9,166
2023	233	118	86	9,450
2024	187	104	93	8,766
2025	203	114	84	10,106
2016-2025	3,653	1,994	850	154,557

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. Oleh karena itu, beberapa diantaranya telah ditingkatkan kemampuannya dengan menambah PLTD baru.

C6.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	1,504	1,809	294	0	240	32	40
2017	1,738	2,086	337	51	170	185	146
2018	1,950	2,335	375	206	140	38	222
2019	2,153	2,575	411	108	60	24	212
2020	2,336	2,790	442	122	120	309	270
2021	2,533	3,021	476	43	0	0	118
2022	2,746	3,272	513	200	150	426	309
2023	2,980	3,549	553	100	0	0	163
2024	3,235	3,852	597	106	0	0	178
2025	3,518	4,177	643	80	0	0	134
Jumlah				1,016	880	1,014	1,793

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 dan 150 kV saat ini membentang dari Palu sampai ke Poso, melayani beban kota Palu, Donggala, Parigi, Poso, Tentena dan sebagian Kabupaten Sigi.

Sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Tengah ini mendapatkan pasokan daya dari beberapa pembangkit utamanya dari PLTU Tawaeli, PLTA Poso dan PLTD Silae, disalurkan ke pelanggan melalui GI 70 kV Talise dan Parigi, GI 150 kV Palu Baru (Sidera), Poso, Tentena dan Trafo Mobile di Tambarana perbatasan Poso – Parigi.

Untuk sistem kelistrikan yang dipasok melalui jaringan 20 kV meliputi Sistem Bungku, Sistem Kolonedale, Sistem Banggai Laut, sistem Luwuk-Toili, Sistem Ampana-Bunta, Sistem Tolitoli, Sistem Moutong-Kotaraya, Sistem Leok, Sistem Bangkir, dan beberapa sistem kecil isolated tersebar lainnya.

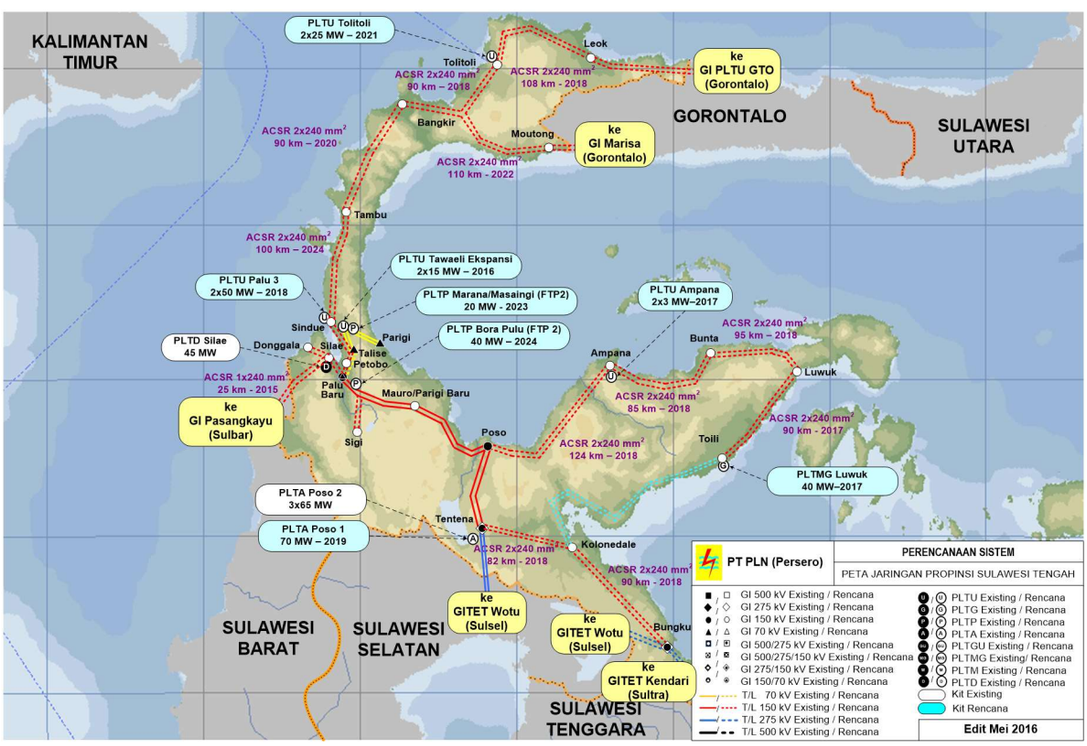
Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tengah adalah sebesar 72,28%Sampai dengan Triwulan III tahun 2015, sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M, total kapasitas terpasang sebesar 338,2 MW dengan komposisi pembangkit masih didominasi oleh PLTD berbahan bakar HSD sebesar 216,2 MW (63,92%), PLTA/M 95 MW (28,1%) dan PLTU sebesar 27 MW (7,98%).

Pasokan daya dari PLTA Poso ke sistem kelistrikan Sulawesi Tengah belum maksimal, mengingat proyek transmisi 150 kV dari GI Palu Baru – GI Silae dan Palu Baru – Talise masih dalam tahap konstruksi. Diperkirakan pada akhir tahun 2015 atau pada triwulan ke I tahun 2016 proyek tersebut sudah selesai. Jika proyek pembangunan transmisi tersebut sudah selesai, maka pasokan listrik ke kota Palu dan sekitarnya akan menjadi lebih baik dan lebih andal.

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	91.0	74.0	103.6
		PLTU	Batubara	IPP	27.0	27.0	
1	**Sistem Interkoneksi 150 kV**						
	1. Sistem Poso-Tentena	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6.0	-	56.6
		PLTA/M	Air	PLN/Swasta	74.8	66.4	
2	**Sistem Grid 20 kV**						
	3.Luwuk-Toili	PLTD	BBM	PLN/Sewa	25.2	21.7	22.2
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	8.4	5.5	
	4.Ampana-Bunta	PLTD	BBM	PLN/Sewa	9.8	8.4	9.7
		PLTA/M	Air	PLN	3.3	3.2	
	5.Toli-toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	14.5	11.0	12.6
		PLTA/M	Air	PLN	1.6	1.4	
	6.Moutong - Kotaraya	PLTD	BBM	PLN/Sewa	12.3	10.7	10.4
		PLTA/M	Air	PLN	2.0	1.7	
	7.Kolonedale	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.9	4.3	7.4
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	3.0	3.0	
	8.Bungku	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7.5	5.9	4.9
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	2.0	2.0	
	9.Banggai	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.8	4.7	2.3
	10.Leok	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11.2	7.1	6.8
	11.Bangkir	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4.2	3.6	2.8
	12.*Isolated* tersebar Area Palu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5.0	3.5	3.0
	13.*Isolated* tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	PLN/Sewa	15.4	11.5	10.5
	14.*Isolated* tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3.3	1.9	1.9
	Total				**338.2**	**278.3**	**254.8**



Gambar C7.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Tengah

C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Sulawesi Tengah

Di kota Palu sedang dikembangkan Kawasan Ekonomi Khusus (KEK) Palu sebagai kawasan industri, untuk mengembangkan sektor industri baik yang berbasis potensi

lokal maupun industri manufaktur. Beberapa proyek komoditas KEK Palu antara lain smelter nikel, pengolahan kakao, pengolahan karet, pengolahan rumput laut, perakitan alat berat, dan pengolahan akhir produk elektrik. Adanya KEK Palu, diharapkan akan dapat meningkatkan perekonomian Sulawesi Tengah.

Selain itu, di Kabupaten Morowali sedang dibangun kawasan industri Tsingshan untuk pengolahan hasil tambang mineral yaitu smelter nickel 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 rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016-2025 diberikan pada Tabel C7.2.

Tabel C7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.63	1,051	1,206	233	572,118
2017	7.69	1,178	1,351	260	613,490
2018	7.75	1,297	1,485	283	650,207
2019	7.81	1,409	1,609	305	680,484
2020	7.88	1,520	1,732	326	704,936
2021	7.94	1,629	1,850	346	723,297
2022	8.00	1,750	1,981	368	744,375
2023	8.06	1,877	2,120	391	763,434
2024	8.13	2,008	2,262	414	779,378
2025	8.19	2,146	2,408	437	794,105
Pertumbuhan (%)	7.91	8.3%	8.0%	7.2%	3.7%

C7.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan 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 terdapat di beberapa lokasi tersebar di Kabupaten Banggai, Morowali, 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 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. Selain itu juga terdapat potensi tenaga panas bumi yang cukup besar dan tersebar di Donggala dan Poso hingga lebih dari 500 MWe, dengan status resource masih speculative 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 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 595 MW dengan rincian seperti ditampilkan pada Tabel C7.3.

Tabel C7.3 Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status Proyek
1	Ampana	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
2	Buleleng	PLTM	PLN	1.2	2017	Konstruksi
3	Palu 3	PLTU	PLN	2x50	2018	Pengadaan
4	Luwuk	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
5	Halulai	PLTM	PLN	1.2	2019	Rencana
6	Tolitoli	PLTU	PLN	2x25	2021	Rencana
7	Tersebar	PLTS	Swasta	30	2017-2019	Rencana
8	Tawaeli (Ekspansi)	PLTU	Swasta	2x15	2016	Konstruksi
9	Tomasa	PLTM	Swasta	10	2019	Committed
10	Biak I	PLTM	Swasta	1.5	2019	Committed
11	Biak II	PLTM	Swasta	1.3	2019	Committed
12	Biak III	PLTM	Swasta	1.2	2019	Committed
13	Koro Kabalo	PLTM	Swasta	2.5	2019	Pengadaan
14	Alani	PLTM	Swasta	5.6	2019	Committed
15	Bambalo 2	PLTM	Swasta	1.8	2019	Rencana
16	Pono	PLTM	Swasta	6	2019	Rencana
17	Poso 1	PLTA	Swasta	2x35	2020	Committed
18	Bongkasoa	PLTM	Swasta	1.4	2022	Rencana
19	Marana (FTP 2)	PLTP	Swasta	20	2023	Rencana
20	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2023	Rencana
21	Tersebar	PLTM	Swasta	14	2024	Rencana
22	Bora Pulu (FTP 2)	PLTP	Swasta	40	2024	Rencana
23	Tersebar	PLTA	Swasta	160	2024/25	Rencana
	JUMLAH			**595**		

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, untuk menghidari kemungkinan terjadi kekurangan daya dikemudian hari akibat variasi musim yang sangat berpengaruh pada kemampuan PLTA, akan dibangun juga PLTU Batubara. Untuk daerah yang mempunyai potensi gas dan mini hidro, 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 telah menyatu dengan sistem Sulselrabar dan sistem Tolitoli yang akan menyatu dengan sistem Sulut-Gorontalo. Transmisi 150 kV untuk evakuasi daya dari PLTA Poso ke sistem Palu-Parigi telah beroperasi, sedangkan transmisi yang kearah Donggala dan Pasangkayu masih dalam tahap konstruksi.

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2016-2025 adalah 2.444 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 413 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–Talise 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	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Palu Baru	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	50	2016	Konstruksi
2	Palu Baru	Talise	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	40	2016	Konstruksi
3	PLTU Tawaeli Ekspansi	TIP 24 (Talise-Parigi)	70 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	14	2016	Konstruksi
4	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2017	Rencana
5	PLTU Palu 3	Talise Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2018	Rencana
6	Toli-toli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	216	2018	Rencana
7	Toli-toli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018	Rencana
8	Poso	Ampana	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	248	2018	Rencana
9	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	190	2018	Rencana
10	Kolonedale	Tentena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	130	2018	Rencana
11	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2018	Rencana
12	Sindue	PLTU Palu 3	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2018	Rencana
13	Ampana	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	170	2018	Rencana
14	Leok	Bolontio	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	220	2018	Rencana
15	Petobo/Talise Baru	Inc 1 phi (Talise-Palu Baru)	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	10	2019	Rencana
16	Donggala	Silae	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	36	2019	Rencana
17	Tambu	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2020	Rencana
18	Sigi	Inc. 1 Phi Palu Baru - Mauro/Parigi New	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	30	2020	Rencana
19	Moutong	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	220	2022	Rencana
20	PLTP Borapulu (FTP2)	Incomer double phi (Palu Baru-Poso)	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	40	2023	Rencana
21	PLTU Palu 3 (Sindue)	Tambu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	100	2024	Rencana
	Total				2444		

Pengembangan Gardu Induk

Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2016-2025 adalah 17 gardu induk baru beserta ekstensionnya dengan kapasitas total 1.150 MVA meliputi GITET 275 kV, GI 150 kV dan 70 kV.

Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 85 juta belum termasuk kebutuhan dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana diperlihatkan pada Tabel C7.5.

Tabel C7.5 Pengembangan GI dan GITET di Sulawesi Tengah

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Toili	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
2	Luwuk	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Moutong	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
4	Toli-Toli	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
5	Leok/Buol	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
6	Ampana	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
7	Bangkir	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
8	Sindue	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
9	Kolonedale	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Bunta	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
11	Bungku	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
12	Mauro/Parigi New	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
13	Petobo	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
14	Donggala	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
15	Tambu	150/20 kV	New	20	2020	Rencana
16	Sigi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
17	GITET Bungku	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
	EKSTENSION					
18	Palu Baru (IBT)	150/70 kV	Extension	30	2016	Konstruksi
19	Palu Baru	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
20	Silae	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
21	Parigi	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
22	Poso	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
23	Talise (IBT)	150/70 kV	Extension	30	2017	Rencana
24	Talise	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
25	Tentena	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
26	Otam	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
27	Toli-Toli	150/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
28	Tambu	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
29	Sawangan	70/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			1150		

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 2025, jaringan distribusi yang akan dibangun sekitar 2.389 kms JTM, 1.304 kms JTR dan 631 MVA trafo distribusi, sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel C7.6. Pengembangan sistem distribusi tersebut untuk melayani tambahan pelanggan baru sekitar 262 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2025 atau rata-rata 26.942 pelanggan per tahun.

Tabel C7.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	271	129	45	47,433
2017	330	193	56	41,372
2018	336	193	61	36,717
2019	326	187	68	30,276
2020	303	177	69	24,453
2021	252	123	67	18,360
2022	184	94	67	21,078
2023	147	74	65	19,059
2024	116	65	70	15,944
2025	124	69	63	14,727
2016-2025	2,389	1,304	631	269,420

C7.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	1,051	1,206	233	30	180	104	99
2017	1,178	1,351	260	57	230	180	155
2018	1,297	1,485	283	100	300	1,634	485
2019	1,409	1,609	305	51	120	46	186
2020	1,520	1,732	326	70	50	120	156
2021	1,629	1,850	346	50	0	0	110
2022	1,750	1,981	368	1	60	220	63
2023	1,877	2,120	391	21	30	40	83
2024	2,008	2,262	414	134	90	100	294
2025	2,146	2,408	437	80	90	0	139
Jumlah				595	1,150	2,444	1,770

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 merupakan bagian dari sistem interkoneksi 150 kV Sulawesi Utara – Gorontalo. Kedepan, sistem 150 kV ini akan dikembangkan sampai ke Sulawesi Tengah dan membentuk sistem kelistrikan Sulawesi Bagian Utara atau disebut Sistem *Sulbagut*. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Gorontalo adalah sebesar 74,19%

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.

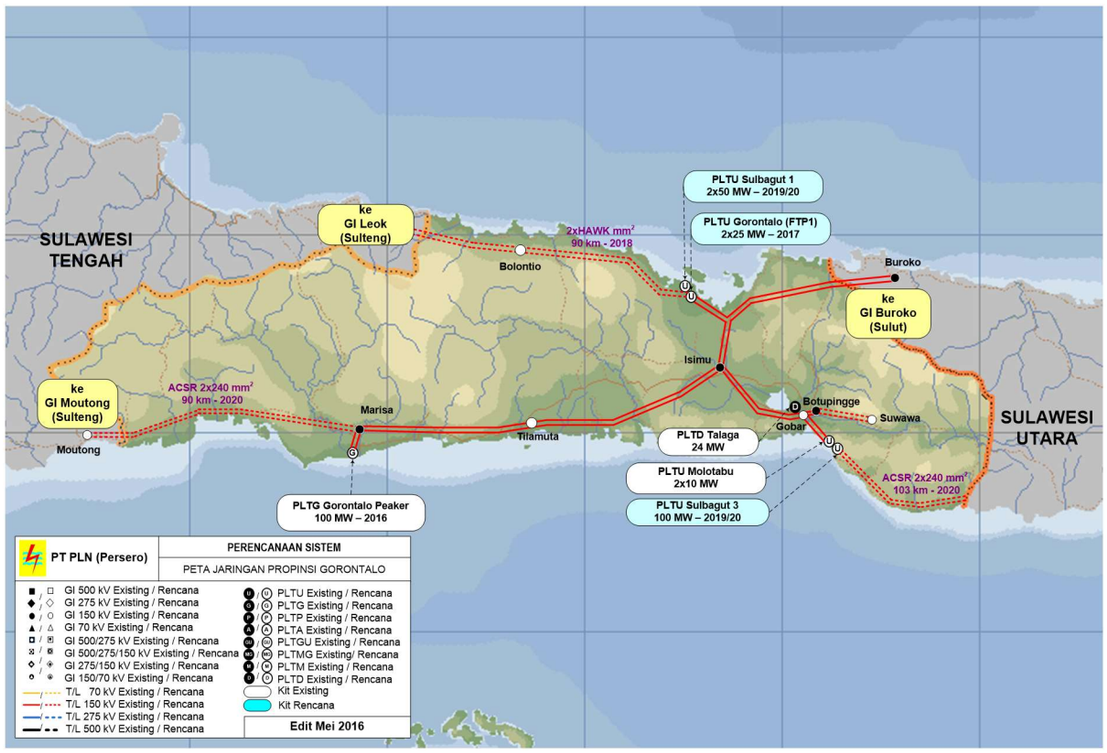
Sistem kelistrikan tersebut dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut meliputi PLTD, PLTM dan PLTU dengan total kapasitas terpasang sebesar 84,1 MW, terdiri dari PLTD HSD 59,6 MW, diikuti PLTU 21 MW dan PLTM 3,5 MW. Daya mampu pembangkit di Gorontalo saat ini sekitar 65 MW dengan beban puncak tertinggi yang pernah dicapai sebesar 81,9 MW. Kondisi ini menyebabkan adanya aliran daya dari Sulawesi Utara ke Gorontalo melalui jaringan transmisi 150 kV untuk memenuhi kebutuhan listrik di Gorontalo. Sistem kelistrikan interkoneksi Sulawesi Bagian Utara (*Sulbagut*) 150 kV saat ini berada dalam kondisi defisit dan sering terjadi pemadaman bergilir.

Adanya tambahan PLTG Gorontalo sebesar 100 MW pada akhir tahun 2015 atau awal tahun 2016 serta PLTU Anggrek unit 1 sebesar 25 MW pada akhir tahun 2016 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	59.6	41.0	81.9
		PLTM	Air	PLN/IPP	3.5	3.0	
		PLTU	Batubara	IPP	21.0	21.0	
Total					**84.1**	**65.0**	**81.9**



Gambar C8.1 Peta Rencana Pengembangan Sistem 150 kV Gorontalo

C8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik di Gorontalo

Infrastruktur dan fasilitas umum di Provinsi Gorontalo terus dibangun dan dikembangkan 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 7,6% 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 rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2016-2025 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
2016	9.6	463	535	98	227,198
2017	10.3	536	620	111	242,686
2018	10.9	607	701	124	258,223
2019	11.6	676	779	137	274,345
2020	9.3	741	851	148	290,858
2021	9.3	799	921	157	296,576
2022	9.3	861	992	168	301,338
2023	9.3	930	1,071	179	307,154
2024	9.3	1,006	1,157	191	313,195
2025	9.3	1,086	1,248	204	318,532
Pertumbuhan (%)	9.8	10.0%	9.9%	8.6%	3.9%

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 peaker[2] untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2025, tambahan kapasitas pembangkit yang akan dibangun sekitar 425 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 untuk dikembangkan PLTM serta PLTBM selama hal itu sesuai dengan kebutuhan beban, atau dapat direncanakan sebagai pengganti pembangkit BBM sesuai peranannya dalam sistem kelistrikan.

[2] Berbahan bakar gas LNG

Tabel C8.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Gorontalo Peaker	PLTG	PLN	100	2016	Konstruksi
2	PLTS Tersebar	PLTS	PLN	2	2016	Konstruksi
3	Gorontalo (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2017	Konstruksi
4	Tersebar	PLTS	Swasta	2	2016	Konstruksi
5	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2016	Konstruksi
6	Tersebar	PLTS	Swasta	25	2017-2021	Rencana
7	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2018	Rencana
8	Iya	PLTM	Swasta	2	2019	Committed
9	Sulbagut 3	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Pengadaan
10	Sulbagut 1	PLTU	Swasta	2x50	2019/20	Committed
11	Tersebar	PLTP	Swasta	25	2024-2025	Rencana
12	Tersebar	PLTM	Swasta	7.4	2024	Rencana
	JUMLAH			**425**		

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 C8.4.

Tabel B.8-4. Pengembangan Transmisi 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTG Gorontalo Peaker	Marisa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	20	2016	Konstruksi
2	Bolontio	PLTU Anggrek	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	70	2018	Rencana
3	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	180	2020	Rencana
4	Botupingge	Suwawa	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2024	Rencana
	Total				300		

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan tahun 2025 akan dibangun 3 gardu induk (GI) 150 kV termasuk perluasan dan penambahan trafo tersebar di beberapa lokasi dengan kapasitas keseluruhan 330 MVA dan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 19 juta, seperti pada Tabel C8.5.

Tabel C8.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	GI Gorontalo Baru	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Tilamuta	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Bolontio	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
	EKSTENSION					
4	Botupingge	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
5	Isimu	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
6	Marisa	150/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
7	Gorontalo Baru	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
	Total			330		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2025 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 106 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan yaitu JTM sepanjang 1.139 kms, JTR sekitar 622 kms dan tambahan trafo distribusi sekitar 571 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C8.6.

Tabel C8.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	119	57	38	14,871
2017	150	88	50	15,488
2018	157	90	54	15,537
2019	156	90	61	16,123
2020	148	86	63	16,512
2021	124	60	61	5,718
2022	91	46	61	4,762
2023	73	37	59	5,816
2024	58	32	65	6,041
2025	63	35	59	5,337
2016-2025	1,139	622	571	106,205

C8.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	463	535	98	110	120	20	104
2017	536	620	111	55	90	0	127
2018	607	701	124	6	30	70	31
2019	676	779	137	112	0	0	207
2020	741	851	148	100	0	180	198
2021	799	921	157	10	0	0	50
2022	861	992	168	0	0	0	13
2023	930	1,071	179	0	90	0	17
2024	1,006	1,157	191	27	0	30	91
2025	1,086	1,248	204	5	0	0	26
Jumlah				425	330	300	862

LAMPIRAN C.9

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

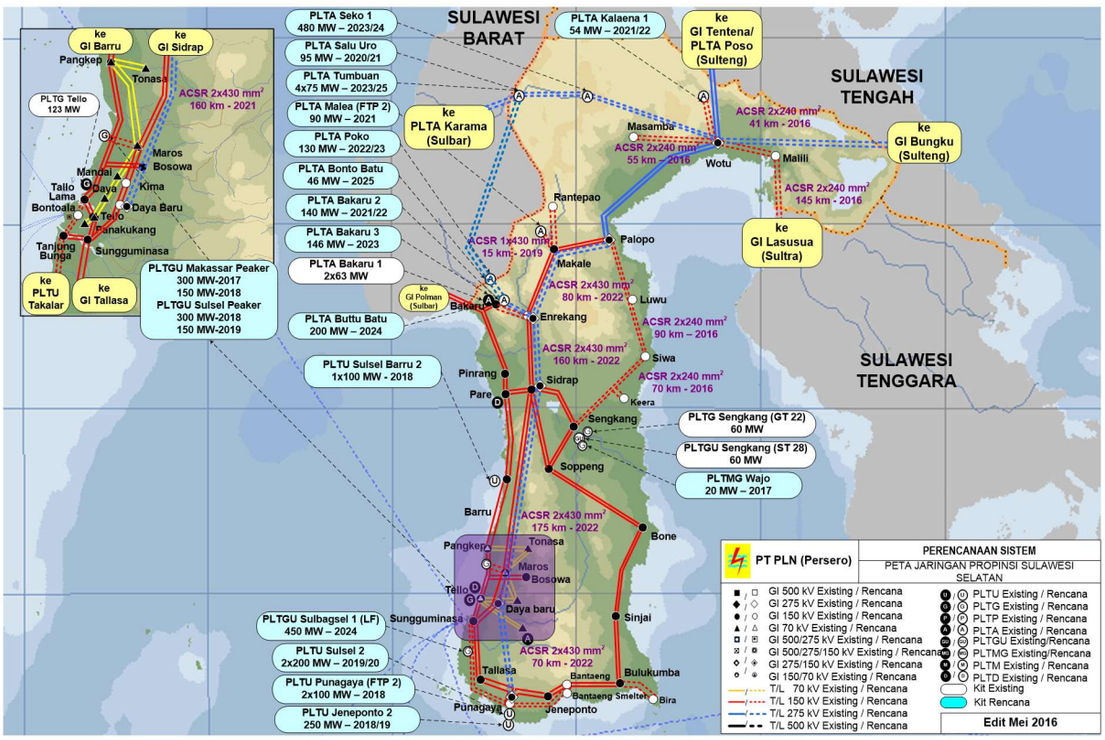
C9.1 Kondisi kelistrikan saat ini

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, Kabaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Kapasitas terpasang pembangkit di Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 1.367 MW. Daya mampu pembangkit yang ada sekitar 1.102 MW, sedangkan beban puncak sampai triwulan III tahun 2015 adalah sebesar 950 MW. Jumlah gardu induk eksisting di Sulsel adalah 33 buah dengan kapasitas total 1.888 MVA. Mengenai sistem kelistrikan di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian PLTM dengan daya mampu pembangkit sekitar 16,3 MW dan beban puncak 15,8 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 84,46%.

Tabel C9.1 berikut adalah rincian pembangkit existing 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	18.0	
		Sawitto	PLTM	Air	PLN	1.6	1.0	
		Balla Mamasa	PLTM	Air	PLN	0.7	0.5	
		Kalukku mamuju	PLTM	Air	PLN	1.4	-	
		Bonehau mamasa	PLTM	Air	PLN	4.0	-	
		Budong2 mamuju	PLTM	Air	PLN	2.0	-	
		Barru #1	PLTU	Batubara	PLN	50.0	40.0	
		Barru #2	PLTU	Batubara	PLN	50.0	40.0	
		Westcan	PLTG	BBM	PLN	14.4	-	
		Alsthom 1	PLTG	BBM	PLN	21.3	-	
		Alsthom 2	PLTG	BBM	PLN	20.1	-	
		GE 1	PLTG	BBM	PLN	33.4	25.0	
		GE 2	PLTG	BBM	PLN	33.4	25.0	
		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	8.0	
		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	CC Gas	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	CC Gas	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 Sinjai	PLTM	Air	IPP	10.0	6.0	
		Simbuang Luwu	PLTM	Air	IPP	3.0	2.0	
		Siteba Palopo	PLTM	Air	IPP	7.5	5.0	
		Malea Tator	PLTM	Air	IPP	14.0	10.0	
		Ranteballa palopo	PLTM	Air	IPP	2.4	2.0	
		Bungin Enrekang	PLTM	Air	IPP	3.0	2.5	
		Poso 1	PLTA	Air	IPP	65.0	40.0	
		Poso 2	PLTA	Air	IPP	65.0	40.0	
		Poso 3	PLTA	Air	IPP	65.0	-	
		Saluanoa Luwu	PLTM	Air	IPP	2.0	1.5	
		Tallasa	PLTD	BBM	Sewa	80.0	75.0	
		Tallo Lama	PLTD	BBM	Sewa	20.0	20.0	
		Sewatama Masamba	PLTD	BBM	Sewa	5.0	5.0	
	Total Sistem Sulsel					**1,347.4**	**1,085.7**	**934.0**
2	***Isolated***	Selayar	PLTD	BBM	PLN	8.8	5.6	5.1
		Malili (PT Vale excess Power)	PLTA	Air	Sewa	10.7	10.7	10.7
	Total Sistem Sulsel					**19.5**	**16.3**	**15.8**
Total						**1,366.9**	**1,102.0**	**949.8**



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 UU No. 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 200 MW dan bahkan bisa lebih. 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 rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Selatan 2016–2025 diberikan pada Tabel C9.2.

Tabel C9.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.9	4,856	5,486	941	1,819,730
2017	9.4	5,830	6,582	1,128	1,857,581
2018	9.7	7,159	8,075	1,383	1,948,596
2019	9.9	7,790	8,779	1,502	2,041,303
2020	9.5	8,740	9,846	1,683	2,135,396
2021	9.5	9,478	10,673	1,822	2,166,906
2022	9.5	10,287	11,580	1,975	2,198,571
2023	9.5	11,174	12,574	2,143	2,230,386
2024	9.5	12,145	13,662	2,326	2,262,400
2025	9.5	13,210	14,858	2,527	2,294,930
Pertumbuhan (%)	9.5	11.9%	11.8%	11.7%	2.6%

C9.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan jaringan 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 (hidro 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 yang direncanakan akan dibangun adalah PLTA Bakaru-II, PLTA Bakaru III, PLTA Malea.

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 PLTGU 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, PLTA Tumbuan. Terdapat PLTA lain juga yang potensial untuk dibangun namun masih terkendala belum adanya FS, masalah perijinan dan

[3] Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

lainnya. Disamping itu juga akan dikembangkan pembangkit energi baru terbarukan lain seperti PLTB di Sidrap dan Jeneponto.

Untuk sistem kelistrikan isolated di Kabupaten Selayar, akan dibangun pembangkit dual fuel engine (PLTMG) guna memenuhi kebutuhan jangka panjang.Tambahan pembangkit baru di Provinsi Sulsel hinga tahun 2025 mencapai sekitar 4.555 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	Status
1	Selayar	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
2	Makassar Peaker	PLTGU	PLN	450	2017/18	Rencana
3	Punagaya (FTP2)	PLTU	PLN	2x100	2018	Konstruksi
4	Sulsel Barru 2	PLTU	PLN	1x100	2018	Pengadaan
5	Sulsel Peaker	PLTGU	PLN	450	2018/19	Rencana
6	Sulsel 2	PLTU	PLN	2x200	2019/20	Pengadaan
7	Bakaru 2	PLTA	PLN	140	2021/22	Rencana
8	Selayar 2	PLTMG	PLN	10	2021	Rencana
9	Poko	PLTA	PLN	130	2022/23	Rencana
10	Bakaru 3	PLTA	PLN	146	2023	Rencana
11	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2017	Rencana
12	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2017	Rencana
13	Wajo	PLTMG	Swasta	20	2017	Pengadaan
14	Bantaeng 1	PLTM	Swasta	4.2	2017	Konstruksi
15	Bungin III	PLTM	Swasta	5	2017	Konstruksi
16	Sidrap	PLTB	Swasta	70	2017	Committed
17	Mallawa	PLTM	Swasta	5	2018	Pengadaan
18	Datara	PLTM	Swasta	7	2018	Committed
19	Belajen	PLTM	Swasta	8.3	2018	Konstruksi
20	Tersebar	PLTB	Swasta	160	2019-2023	Rencana
21	Jeneponto 2	PLTU	Swasta	2x125	2018/19	Committed
22	Kondongan	PLTM	Swasta	3.45	2019	Pengadaan
23	Pasui	PLTM	Swasta	1.9	2019	Pengadaan
24	Baliase	PLTM	Swasta	9	2019	Pengadaan
25	Malua	PLTM	Swasta	5	2019	Pengadaan
26	Pasui 2	PLTM	Swasta	6	2019	Pengadaan
27	Pongbatik	PLTM	Swasta	3	2019	Committed
28	Madong	PLTM	Swasta	10	2020	Pengadaan
29	Salu Uro	PLTA	Swasta	2x47.5	2020/21	Rencana
30	Malea (FTP 2)	PLTA	Swasta	90	2021	Committed
31	Kalaena 1	PLTA	Swasta	2x27	2021/22	Rencana
32	Seko 1	PLTA	Swasta	480	2023/24	Rencana
33	Tumbuan 1	PLTA	Swasta	300	2023/25	Rencana
34	Tersebar	PLTM	Swasta	15	2024	Rencana
35	Bonto Batu	PLTA	Swasta	46	2025	Rencana
36	Buttu Batu	PLTA	Swasta	2x100	2024	Rencana
37	Tersebar	PLTA	Swasta	210	2023-2025	Rencana
38	Sulbagsel 1 (Load Follower)	PLTGU	*Unallocated*	450	2024	Rencana
	JUMLAH			**4,555**		

Untuk pengembangan pembangkit perlu di pertimbangkan *reserve margin* sistem yang cukup. Namun pada tahun 2016 dan 2017, *reserve margin* Sistem Sulbagsel, sistem yang mensuplai listrik di Provinsi Sulawesi Selatan, relative rendah (14% dan 18%). Hal ini disebabkan karena pada tahun-tahun tersebut beban smelter di Bantaeng telah diperhitungkan. Selain itu, PLTbayu Sidrap 70 MW tidak diperhitungan untuk reserve margin karena karakteristik pembangkit yang *intermitten*.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

Pembangkit tenaga hidro 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) minimal 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 2025 sekitar 2.286 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 770 juta. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel C9.4.

Tabel C9.4 Pembangunan Transmisi

No.	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Daya Baru	Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	16	2016	Rencana
2	Panakukang baru/Bolangi (Ne	Inc. 1 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	2	2016	Konstruksi
3	Wotu	Malili (New)	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	82	2016	Konstruksi
4	PLTU Barru 2	Inc. 2 phi (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	5	2017	Rencana
5	Keera	Inc. 1 phi Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	13	2017	Rencana
6	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	180	2017	Konstruksi
7	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	20	2017	Rencana
8	Sengkang	Siwa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	133	2017	Konstruksi
9	Wotu	Inc 2 phi (Tentena-Papolo)	275 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	3	2017	Pengadaan
10	Wotu	GI Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2017	Pengadaan
11	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	28	2017	Rencana
12	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	290	2017	Konstruksi
13	PLTGU Makassar Peaker	Maros	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	10	2017	Rencana
14	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	12	2018	Rencana
15	Maros	Tallo Lama	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	20	2018	Rencana
16	Punagaya	Bantaeng (Smelter)	150 kV	2 cct, 4 x Zebra	60	2018	Rencana
17	PLTU Jeneponto 2	GI Punagaya	150 kV	2 cct, 2 x Zebra, 2 x 430 mm	4	2018	Konstruksi
18	Makale	Rantepao	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2018	Rencana
19	Bulukumba	Bira	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	80	2019	Rencana
20	Punagaya	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	90	2019	Rencana
21	PLTA Kalaena 1	GI Masamba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	10	2020	Rencana
22	Tanjung Bunga	Bontoala	150 kV	1 cct, Zebra, 430 mm	12	2020	Rencana
23	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, Zebra, 430 mm	30	2020	Rencana
24	Enrekang	PLTA Bakaru II	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	50	2020	Rencana
25	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	80	2022	Rencana
26	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	160	2022	Rencana
27	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	350	2022	Rencana
28	Daya Baru	Punagaya	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	140	2024	Rencana
29	PLTA Bonto Batu	Inc. 2 phi (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	6	2024	Rencana
30	GITET Wotu	GITET Bungku	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024	Rencana
	Total				2286		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Terkait dengan rencana pembangunan transmisi 275 kV juga akan dibangun GITET 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. 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 2025 adalah 4.410 MVA dengan biaya investasi sekitar US$ 314 juta, sebagaimana terdapat pada Tabel C9.5.

Tabel C9.5 Pembangunan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Malili + 4 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Siwa	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
3	Bantaeng	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
4	Keera	150/20 kV	New	2 LB	2016	Rencana
5	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
6	Bontoala (GIS)	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
7	Masamba	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
8	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
9	Enrekang	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
10	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
11	Lanna	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
12	Punagaya	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
13	Bantaeng (Smelter)	150/20 kV	New	8 LB	2017	Konstruksi
14	GITET Wotu	275/150 kV	New	90	2017	Pengadaan
15	KIMA Maros	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
16	Rantepao	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
17	Bira	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
18	Kajuara	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
19	Luwu	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
20	Enrekang - IBT	275/150 kV	New	300	2020	Rencana
21	Sidrap - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana
22	Maros/Daya Baru - IBT	275/150 kV	New	300	2022	Rencana
23	Bantaeng/JNP - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	EKSTENSION					
24	Sengkang, Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Selesai
25	Siwa, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
26	Palopo	150/20 kV	Extension	30	2016	Pengadaan
27	Bulukumba	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
28	Maros	150/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
29	KIMA Makassar	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
30	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
31	Panakkukang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
32	GITET Wotu (IBT)	275/150 kV	Relokasi	90	2017	Rencana
33	Sidrap	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
34	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
35	Siwa	150/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
36	Sinjai	150/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
37	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Extension	120	2018	Rencana
38	Tallasa	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
39	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
40	Malili	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
41	Sengkang	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
42	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
43	Makale, Ext 2 LB (arah PLTA)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
44	Bakaru, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2021	Rencana
45	Soppeng	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
46	Pinrang	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
47	Palopo	150/20 kV	Extension	120	2021	Rencana
48	Bantaeng	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
49	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
50	Lanna	150/20 kV	Extension	60	2021	Rencana
51	Enrekang - IBT (arah Bakaru II)	275 kV	Extension	Ext Dia	2022	Rencana
52	Bontoala (GIS)	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
53	Wotu	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
54	KIMA Makassar	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
55	Panakkukang	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
56	Sungguminasa	150/20 kV	Extension	120	2022	Rencana
57	Pangkep	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
58	Sidrap	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
59	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
60	Pare-Pare	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
61	Bone	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
62	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
63	GITET Wotu (arah Seko&Bungku)	275 kV	Extension	Ext 2 Dia	2024	Rencana
64	Tanjung Bunga	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
65	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Extension	120	2024	Rencana
66	Polmas	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
67	Kolaka	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
68	Makale	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
69	Enrekang	150/20 kV	Extension	20	2025	Rencana
70	Tallo Lama	150/20 kV	Extension	120	2025	Rencana
	Total			4410		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2025 diproyeksikan akan ada tambahan pelanggan baru sebanyak 513 ribu pelanggan. Selaras dengan penambahan pelanggan, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah sepanjang 8.017 kms, jaringan

tegangan rendah 6.166 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi 3.045 MVA, seperti dalam Tabel C9.6.

Tabel C9.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	910	605	250	37,852
2017	1,001	640	283	37,852
2018	910	589	289	91,014
2019	887	611	281	92,707
2020	905	652	308	94,093
2021	684	601	324	31,510
2022	650	601	329	31,665
2023	667	611	329	31,815
2024	708	631	327	32,014
2025	696	626	326	32,530
2016-2025	8,017	6,166	3,045	513,052

C9.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	4,856	5,486	941	0	510	100	115
2017	5,830	6,582	1,128	420	540	792	708
2018	7,159	8,075	1,383	895	300	126	1,213
2019	7,790	8,779	1,502	563	330	170	865
2020	8,740	9,846	1,683	298	0	102	526
2021	9,478	10,673	1,822	245	420	0	442
2022	10,287	11,580	1,975	164	1,450	590	748
2023	11,174	12,574	2,143	681	120	0	1,091
2024	12,145	13,662	2,326	928	540	406	1,475
2025	13,210	14,858	2,527	361	200	0	614
Jumlah				4,555	4,410	2,286	7,797

LAMPIRAN C.10
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

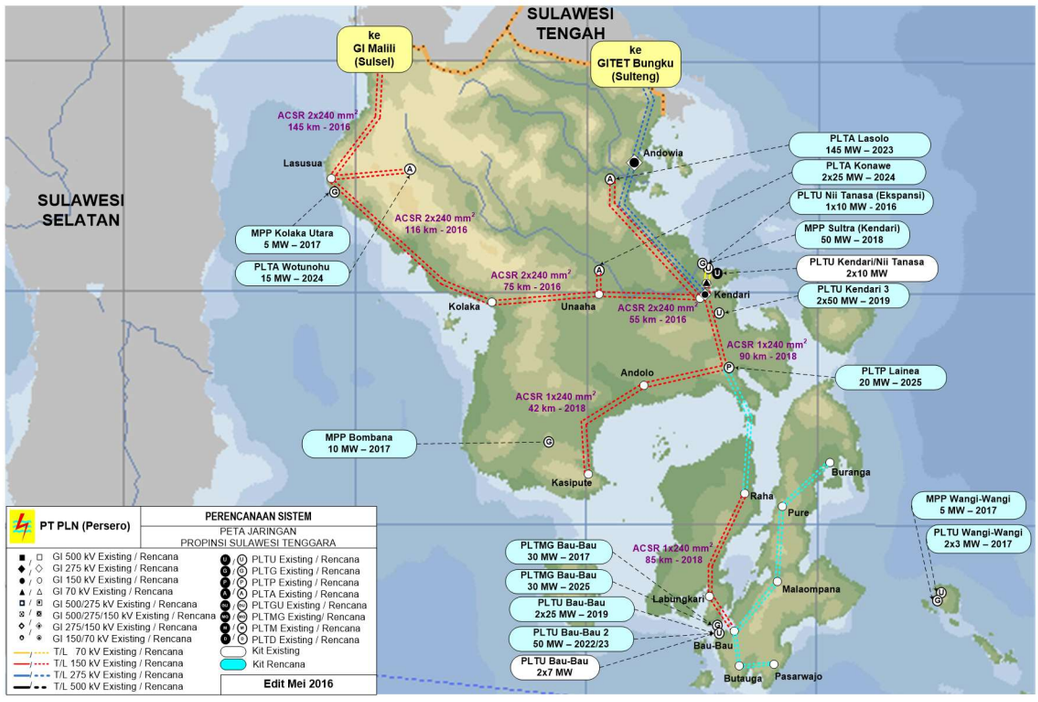
C10.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Sulawesi Tenggara terdiri dari beberapa sistem, namun yang terbesar berada di Kendari dengan pasokan utama dari PLTU Nii Tanasa 2x10 MW dengan kontribusi sekitar 20% dan dari beberapa PLTD. Daya dari PLTU Nii Tanasa disalurkan ke GI Kendari melalui transmisi 70 kV. Sedangkan beberapa sistem kelistrikan lainnya yang lebih kecil, beroperasi secara isolated untuk melayani beban setempat dengan sumber pasokan utama dari PLTD dan sebagian dari PLTM. Sistem isolated tersebut banyak terdapat di pulau-pulau yang tersebar di kabupaten Wakatobi, Pulau Muna dan Buton. 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 234 MW dengan daya mampu sekitar 165 MW. Beban puncak keseluruhan sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Sulawesi Tenggara sampai dengan triwulan III 2015 adalah sebesar 151 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 Provinsi 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	106.2	75.6	75.8
2	Lambuya	PLTD	BBM	PLN	16.5	10.3	12.3
3	Kolaka	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	25.1	19.6	16.5
4	Raha	PLTD	BBM	PLN	11.8	10.5	10.2
5	Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	47.4	29.0	19.7
6	Wangi-Wangi	PLTD	BBM	PLN	5.9	4.7	3.6
7	Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	10.1	7.8	6.2
8	Bombana	PLTD	BBM	PLN	7.6	5.4	5.2
9	Ereke	PLTD	BBM	PLN	3.4	1.8	1.6
Total					**233.9**	**164.6**	**151.2**

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 5 tahun terakhir cukup tinggi, yaitu mencapai rata-rata 8,23% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 14% per tahun. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tenggara masih sebesar 62,19%, sehingga potensi pelanggan rumah tangga baru masih banyak.

Berdasarkan pertumbuhan penjualan listrik dalam lima tahun terakhir, dan dengan mempertimbangkan pertumbuhan ekonomi yang tinggi, penambahan jumlah penduduk, serta rencana pembangunan *smelter*, 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 (MW)	Pelanggan
2016	8.23	808	910	169	424,384
2017	8.85	978	1,156	208	467,749
2018	9.35	1,161	1,377	244	512,602
2019	9.98	1,363	1,602	283	558,944
2020	7.98	1,563	1,825	322	606,303
2021	7.98	1,967	2,288	401	622,919
2022	7.98	2,390	2,768	482	646,682
2023	7.98	2,996	3,457	598	667,420
2024	7.98	3,609	4,148	713	685,732
2025	7.98	3,769	4,315	736	709,239
Pertumbuhan (%)	**8.43**	**18.8%**	**19.1%**	**17.9%**	**5.9%**

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 sekitar 17 MW. Selain itu, 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,* PLTS dengan kelas kapasitas disesuaikan dengan kondisi sistem setempat.

Dari potensi energi terbarukan yang ada, PLN berencana akan membangun PLTA Konawe berkapasitas 2x10,5 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 beban di Sulawesi Tenggara.

Selama periode 2016–2025, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 592 MW yang akan terhubung ke sistem 150 kV dan sebagian terhubung ke jaringan 20 kV pada sistem isolated. Rencana penambahan pembangkit selengkapnya dapat dilihat pada Tabel C10.3.

Tabel C10.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Kendari (Ekspansi)	PLTU	PLN	10	2016	Konstruksi
2	Rongi	PLTM	PLN	0.8	2017	Konstruksi
3	Lapai 2	PLTM	PLN	4	2017	Konstruksi
4	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2017	Pengadaan
5	MPP Wangi-Wangi	PLTG/MG	PLN	5	2017	Pengadaan
6	MPP Bombana	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
7	MPP Kolaka Utara	PLTG/MG	PLN	5	2017	Pengadaan
8	MPP Kendari	PLTG/MG	PLN	50	2018	Pengadaan
9	Lapai 1	PLTM	PLN	4	2019	Rencana
10	Riorita	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
11	Toaha	PLTM	PLN	0.5	2019	Rencana
12	Wangi-Wangi	PLTU	PLN	2x3	2019	Konstruksi
13	Wangi-Wangi	PLTMG	PLN	5	2020	Rencana
14	Konawe	PLTA	PLN	21	2024	Rencana
15	Watunohu	PLTA	PLN	15	2024	Rencana
16	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2025	Rencana
17	Tersebar	PLTS	Swasta	30	2017-2023	Rencana
18	Kendari 3	PLTU	Swasta	2x50	2019	Committed
19	Bau-Bau	PLTU	Swasta	2x25	2019	Rencana
20	Lasolo	PLTA	Swasta	2x72.5	2023	Rencana
21	Bau-Bau	PLTU	Unallocated	2x25	2022/23	Rencana
22	Tersebar	PLTP	Unallocated	20	2025	Rencana
	JUMLAH			**592**		

Sebagaimana diketahui, sistem interkoneksi Sulsel arah Kendari masih mengalami hambatan sehingga dalam satu hingga dua 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 tahun 2017 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, dalam rangka mengganti pasokan yang selama ini menggunakan PLTD minyak beralih ke sistem interkoneksi yang lebih murah. Selain itu, pembangunan transmisi juga terkait dengan proyek pembangkit yaitu untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke beban melalui 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 Nickel (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. Dalam rangka menyalurkan daya listrik dari beberapa PLTA tersebut ke Sultra, direncanakan akan dibangun transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurang 275 kV mulai dari GITET Wotu sampai GITET Kendari.

Keseluruhan panjang transmisi yang akan dibangun selama periode 2016-2025 adalah 1.711 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 412 juta sebagaimana terdapat dalam Tabel C10.4.

Tabel C10.4 Pembangunan Transmisi

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	232	2016	Konstruksi
2	Kolaka	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	150	2016	Konstruksi
3	Unaaha	GI Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	110	2016	Konstruksi
4	GI Kendari 150 kV	GI Kendari 70 kV / Puuwatu	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	30	2017	Rencana
5	MPP Kendari	GI Kendari 70 kV	70 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2017	Rencana
6	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	170	2018	Rencana
7	PLTU Kendari 3	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	40	2018	Rencana
8	GI Kendari 150 kV	GI Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	180	2018	Rencana
9	GI Andolo	GI Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	84	2018	Rencana
10	PLTA Lasolo	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	120	2022	Rencana
11	PLTA Konawe	Unaaha	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023	Rencana
12	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2023	Rencana
13	GITET Bungku	GITET Andowia	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	260	2024	Rencana
14	GITET Andowia	GITET Kendari	275 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	135	2024	Rencana
	Total				1711		

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 2016-2025 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV, GITET 275/150 kV dan IBT 150/70 kV di 11 lokasi, dengan kapasitas total 890 MVA. Proyek tersebut akan memerlukan dana investasi sekitar US$ 70 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	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Kendari 150 kV	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Unaaha + 4 LB	150/20 kV	New	60	2016	Konstruksi
3	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	60	2016	Konstruksi
4	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
5	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
6	Raha	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Bau Bau	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
8	Andolo	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
9	Kasipute	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	GITET Andowia	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
11	GITET Kendari	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
	EKSTENSION					
12	Kolaka, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
13	Kendari 150 kV	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
14	Kendari, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2016	Konstruksi
15	Nii Tanasa	70/20 kV	Relokasi	20	2017	Rencana
16	Raha	150/20 kV	Extension	60	2019	Rencana
17	Bau Bau	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
18	Kendari	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
19	Unaaha	150/20 kV	Extension	60	2025	Rencana
	Total			890		

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2025, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 335 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM sepanjang 1.539 kms, JTR sekitar 1.225 kms dan trafo distribusi sebesar 555 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C10.6.

Tabel C10.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	127	85	46	51,048
2017	147	94	53	43,365
2018	139	90	54	44,853
2019	146	100	54	46,342
2020	152	110	59	47,359
2021	133	117	60	16,616
2022	142	131	60	23,763
2023	168	154	58	20,738
2024	198	176	56	18,312
2025	187	168	54	23,507
2016-2025	1,539	1,225	555	335,903

C10.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2016–2025 adalah seperti pada Tabel C10.7.

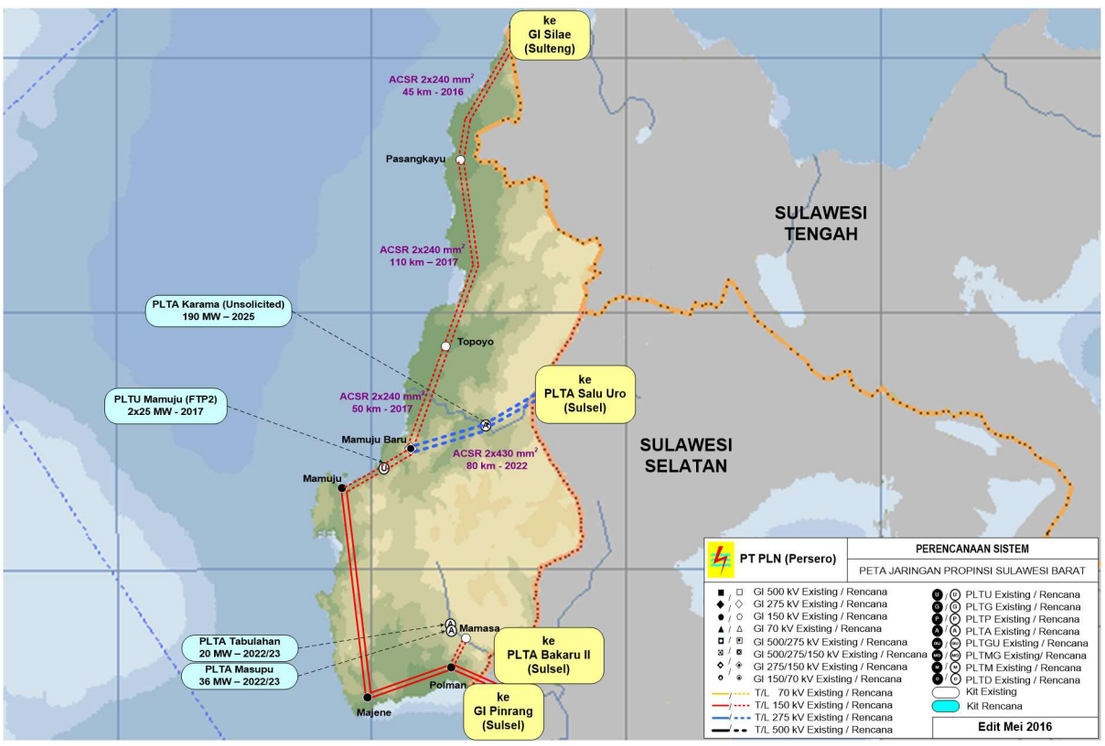
Tabel C10.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	808	910	169	10	270	492	141
2017	978	1,156	208	62	20	70	103
2018	1,161	1,377	244	50	180	474	131
2019	1,363	1,602	283	161	60	0	280
2020	1,563	1,825	322	12	60	0	46
2021	1,967	2,288	401	0	0	0	13
2022	2,390	2,768	482	35	0	120	113
2023	2,996	3,457	598	177	60	160	330
2024	3,609	4,148	713	36	180	395	290
2025	3,769	4,315	736	50	60	0	97
Jumlah				592	890	1,711	1,543

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. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Barat masih relatif rendah, yaitu adalah sebesar 57,32%.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 136 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	8.41	7.03	5.83
	7. Sarjo	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
	Total				**8.4**	**7.0**	**5.8**

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 9,85%.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 16,6% per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016–2025 diberikan pada Tabel C11.2.

Tabel C11.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.43	274	306	61	201,872
2017	7.56	299	337	67	220,573
2018	7.93	327	371	73	239,538
2019	8.42	357	405	80	258,171
2020	8.67	389	441	87	277,899
2021	8.80	425	480	94	291,948
2022	8.55	463	523	104	300,748
2023	8.55	505	569	113	309,798
2024	8.55	550	618	123	319,172
2025	8.55	599	672	134	328,856
Pertumbuhan (%)	8.30	9.10%	9.14%	9.07%	5.60%

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 1.000 MW.

Potensi tenaga air cukup besar, antara lain 450 MW di Tumbuan, Kecamatan Kalumpang, PLTA Karama 190 MW di Mamuju, 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 dan berkualitas.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan kapasitas total hingga 601 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 150 kV. Rencana pengembangan pembangkit tersebut diberikan pada Tabel C11.3.

Tabel C11.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Mamuju	PLTU	Swasta	2x25	2017	Konstruksi
2	Tersebar	PLTBM	Swasta	5	2020	Rencana
3	Tabulahan	PLTA	Swasta	2x10	2022/23	Rencana
4	Masupu	PLTA	Swasta	2x18	2022/23	Rencana
5	Tersebar	PLTA	Swasta	300	2024/25	Rencana
6	Karama Peaking (Unsolicited)	PLTA	Swasta	190	2025	Rencana
	JUMLAH			601		

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, juga direncanakan akan pembangunan transmisi EHV dengan level tegangan sekurang-kurangnya 275 kV untuk menyalurkan daya dari PLTA Tumbuan dan Karama serta PLTA besar lainnya ke Mamuju, dan selanjutnya ke arah Enrekang (Sulsel). Namun demikian, pemilihan

level tegangan dan pelaksanaan pembangunannya akan disesuaikan dengan hasil studi master plan sistem Sulawesi yang saat ini sedang dilakukan.

Panjang total saluran transmisi yang akan dibangun mencapai 1.252 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 464 juta seperti pada Tabel C11.4.

Tabel C11.4 Rencana Pembangunan Transmisi 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	90	2017	Konstruksi
2	PLTU Mamuju (FTP2)	Mamuju	150 kV	2 cct, 2xHawk, 240 mm	118	2017	Konstruksi
3	Mamuju Baru	Inc. 2 phi (PLTU Mamuju-Mamuju)	150 kV	2 cct, 2xHawk, 240 mm	4	2017	Konstruksi
4	PLTU Mamuju (FTP2)	Topoyo	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	50	2017	Konstruksi
5	Topoyo	Pasangkayu	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	220	2017	Konstruksi
6	Polman	Mamasa	150 kV	2 cct, 2 x Hawk, 240 mm	80	2019	Rencana
7	PLTA Salu Uro	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	110	2019	Rencana
8	PLTA Salu Uro	Wotu	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	300	2020	Rencana
9	PLTA Poko	Bakaru II	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	40	2021	Rencana
10	PLTA Poko	PLTA Salu Uro	275 kV	2 cct, 4 x 429 ACSR (Zebra)	240	2021	Rencana
	Total				1252		

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan pembangunan transmisi, di Sulawesi Barat akan dibangun beberapa gardu induk 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 *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 GI pembangkit, seperti pada Tabel C11.5.

Tabel C11.5 Pembangunan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Pasangkayu	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
2	Topoyo	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
3	Mamuju Baru	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
4	Mamasa	150/20 kV	new	30	2019	Rencana
6	Mamuju Baru - IBT	275/150 kV	New	200	2021	Rencana
	EKSTENSION					
5	Mamuju	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
7	Polmas	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			440		

Pengembangan Distribusi

Hingga tahun 2025 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 141 ribu pelanggan. Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan, terdiri dari JTM sepanjang 370 kms, JTR sekitar 283 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 319 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
2016	46	31	21	14,784
2017	48	31	24	18,702
2018	41	27	26	18,965
2019	41	28	27	18,632
2020	40	29	31	19,729
2021	31	27	34	14,049
2022	29	27	37	8,800
2023	30	28	38	9,050
2024	32	29	40	9,374
2025	32	28	42	9,684
2016-2025	370	283	319	141,768

C11.4 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2025 sebagaimana terdapat dalam Tabel C11.7.

Tabel C11.7 Ringkasan

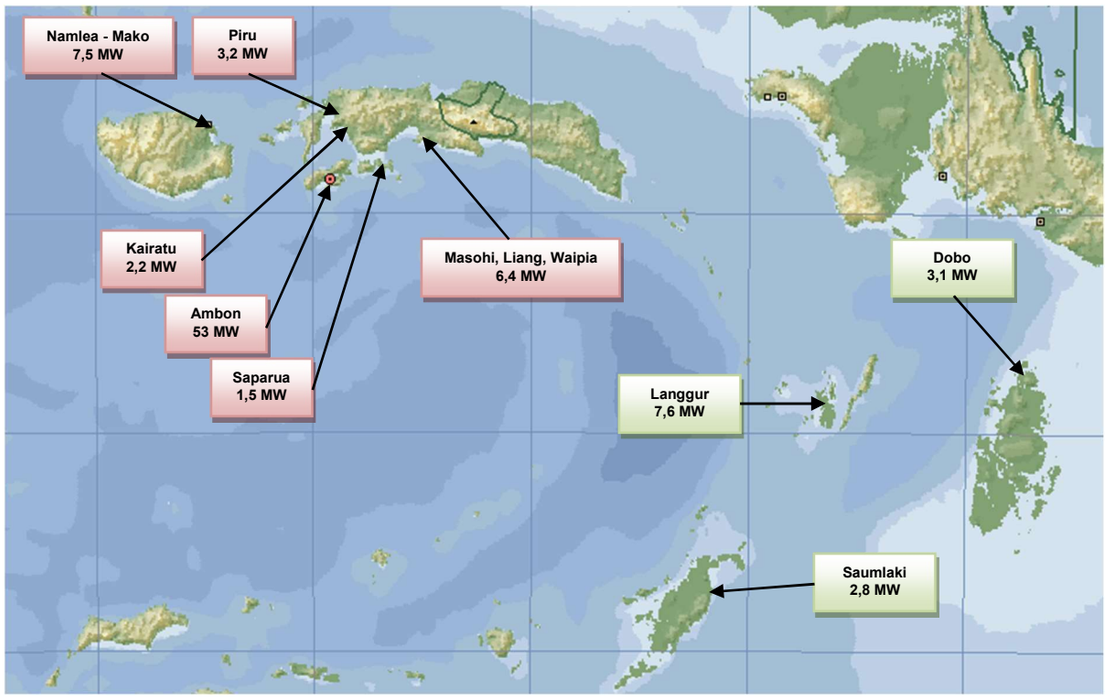
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	274	306	61	0	0	0	5
2017	299	337	67	50	90	482	185
2018	327	371	73	0	0	0	5
2019	357	405	80	0	30	190	51
2020	389	441	87	5	60	0	8
2021	425	480	94	0	200	280	192
2022	463	523	104	28	0	300	223
2023	505	569	113	28	0	0	48
2024	550	618	123	150	60	0	233
2025	599	672	134	340	0	0	516
Jumlah				601	440	1,252	1,466

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 dengan beban diatas 2 MW adalah Sistem Ambon, Masohi-Waipia-Liang, Kairatu-Piru, Namlea-Mako, Saparua, Tual, Dobo, dan Saumlaki. Selain itu terdapat 44 pusat pembangkit kecil tersebar.

Beban puncak total *non coincident* seluruh Provinsi Maluku sekitar 106 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 di Provinsi Maluku

Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit 88,3 MW termasuk PLTD sewa, dengan daya mampu sekitar 64,6 MW dan beban puncak 53,0 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Maluku adalah sebesar 75,24%.Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku dengan beban puncak diatas 2 MW posisi bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel C12.1.

Tabel B.12.1 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	21,5	8,6	
	2. Sewa Mesin Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	20,0	16,0	
	3. Poka	PLTD	BBM	PLN	20,8	14,0	
	4. Sewa Mesin Poka	PLTD	BBM	PLN	26,0	26,0	
	TOTAL				**88,3**	**64,6**	**53,0**
2	**Sistem Masohi**						
	1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	4,7	0,8	4,9
	2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	PLN	6,0	6,0	
	3. Waipia	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,1	0,3
	4. Liang	PLTD	BBM	PLN	0,0	0,0	1,2
	5. Sewa Mesin Liang	PLTD	BBM	PLN	1,0	1,0	
	TOTAL				**12,1**	**7,9**	**6,4**
3	**Sistem Kairatu - Piru**						
	1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,3	2,2
	2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	3. Piru	PLTD	BBM	PLN	1,5	0,8	3,2
	4. Sewa Mesin Piru	PLTD	BBM	PLN	2,0	2,0	
	TOTAL				**8,8**	**7,2**	**5,4**
4	**Sistem Namlea - Mako**						
	1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,3	5,1
	2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	PLN	5,0	5,0	
	3. Mako	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,4	2,4
	4. Sewa Mesin Mako	PLTD	BBM	PLN	2,0	0,2	
	TOTAL				**12,9**	**7,9**	**7,5**
5	**Sistem Saparua**						
	Saparua	PLTD	BBM	PLN	**3,2**	**1,0**	**1,5**
6	**Sistem Tual**						
	1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	9,8	2,8	
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	TOTAL				**13,8**	**6,8**	**7,6**
7	**Sistem Saumlaki**						
	1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	7,0	4,7	2,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	TOTAL				**8,5**	**6,2**	**2,8**
8	**Sistem Dobo**						
	1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,2	3,1
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	1,5	1,5	
	TOTAL				**4,0**	**2,7**	**3,1**
Total					**151,4**	**104,1**	**87,2**

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 6,14% per tahun. Sektor Pertanian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi dominan dalam peningkatan pertumbuhan ekonomi di Provinsi Maluku. Kondisi ekonomi yang membaik ini dan ditopang oleh kondisi keamanan yang kondusif, akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Maluku.

Jumlah pelanggan PLN di Provinsi Maluku masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi mencapai 63%, disusul kelompok komersial 22%, publik 13% 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 rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 - 2025 diperlihatkan pada Tabel C12.2.

Tabel C12.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	8.81	573	652	121	322,240
2017	9.48	667	776	139	338,811
2018	10.01	756	884	155	356,401
2019	10.68	856	993	174	371,567
2020	8.54	945	1,097	190	384,538
2021	8.54	1,041	1,202	206	398,221
2022	8.54	1,144	1,314	224	412,705
2023	8.54	1,256	1,435	243	427,662
2024	8.54	1,377	1,564	264	441,986
2025	8.54	1,507	1,704	285	457,377
Pertumbuhan (%)	9.02	11.38%	11.31%	10.06%	3.97%

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 *hydro* yang berada di Pulau Seram dan Pulau Buru serta panas bumi di Pulau Ambon dan Pulau Haruku.

Potensi panas bumi di Pulau Ambon tepatnya di desa 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 survey lebih lanjut. Selain itu, di Pulau Seram terdapat potensi hidro yang cukup besar bisa mencapai 100 MW lebih, namun sebagian diantaranya berada di kawasan hutan konservasi sehingga ada kemungkinan akan mengalami hambatan jikaseluruh 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 permasalahan tersebut, di Ambon akan disiapkan PLTMG dengan kapasitas total 30 MW yang diharapkan pada tahun 2017 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 duel fuel PLTMG untuk mengisi kebutuhan daya sebelum PLTU 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, sedang 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, PLTA/M, PLTS dan PLTB. 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 2025 akan dapat dipenuhi dengan membangun tambahan pembangkit baru di Maluku dengan kapasitas total sekitar 536 MW. Rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel C12.3.

Tabel C12.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Langgur	PLTMG	PLN	20	2017	Pengadaan
2	Namlea	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
3	Saumlaki	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Dobo	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
5	Ambon Peaker	PLTMG	PLN	30	2017	Pengadaan
6	Seram Peaker	PLTMG	PLN	20	2018	Pengadaan
7	Bula	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
8	Wetar	PLTMG	PLN	5	2018	Rencana
9	Tulehu (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2019	Committed
10	Makariki	PLTM	PLN	2x2	2019	Rencana
11	Nua (Masohi)	PLTM	PLN	2x4.4	2019	Rencana
12	Namrole	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
13	Sapalewa	PLTM	PLN	2x4	2019	Rencana
14	Ambon	PLTMG	PLN	70	2018	Rencana
15	Wae Mala	PLTM	PLN	2x1	2019/20	Rencana
16	Isal 3	PLTM	PLN	2x2	2019/20	Rencana
17	Seram Peaker 2	PLTMG	PLN	30	2020	Rencana
18	Langgur 2	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
19	Namlea 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
20	Saumlaki 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
21	Dobo 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
22	Waai (FTP1)	PLTU	PLN	2x15	2021	Konstruksi
23	Ambon 2	PLTU	PLN	2x50	2020/21	Rencana
24	Saparua	PLTMG	PLN	10	2022	Rencana
25	Moa	PLTMG	PLN	10	2022	Rencana
26	Wai Tala	PLTA	PLN	16	2023	Rencana
27	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2017	Rencana
28	Wai Tina	PLTM	Swasta	2x6	2019	Pengadaan
29	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2017-18	Rencana
30	Tersebar	PLTB	Swasta	20	2019-2025	Rencana
	JUMLAH			**536**		

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, termasuk menaikkan tegangan 70 kV menjadi 150 kV yang sedang dilakukan saat ini. Perlu juga dilakukan studi untuk menentukan lokasi baru pusat pembangkit selain di Waai.

Selama periode 2016-2025, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar 663 kms. Khusus untuk transmisi 70 kV di Pulau Buru terkait dengan rencana proyek PLTA/M Waitina di Pulau 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$ 96 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C12.4.

Tabel C12.4 Rencana Pengembangan Transmisi

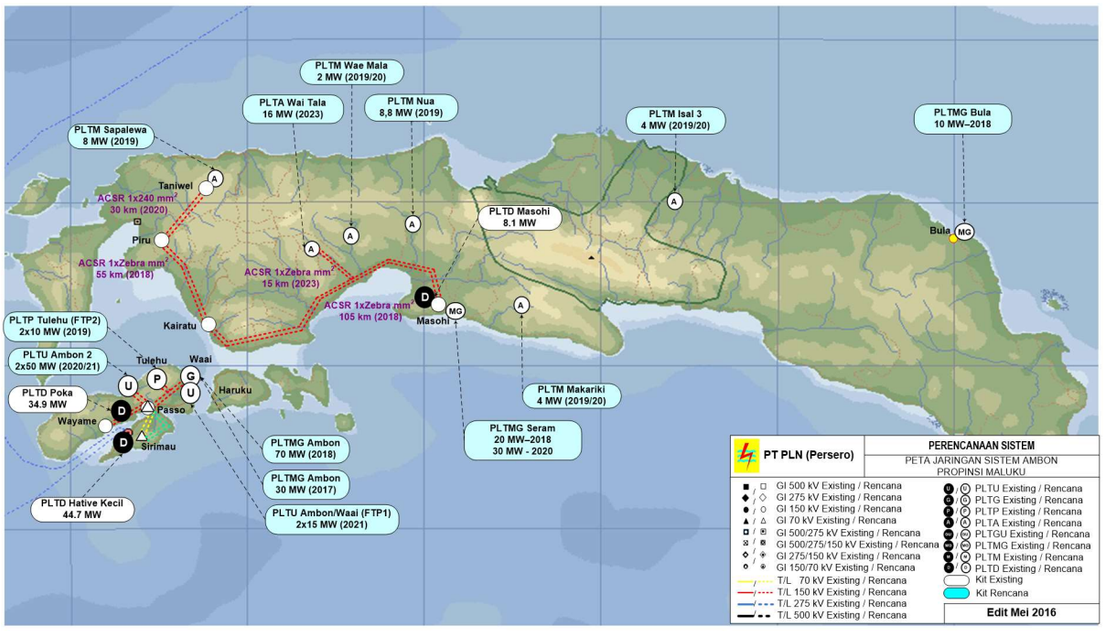
No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Waai	GI Passo	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	18	2016	Konstruksi
2	GI Passo	GI Sirimau	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	12	2016	Konstruksi
3	GI Passo	GI Wayame	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	26	2017	Rencana
4	GI Piru	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	110	2018	Rencana
5	GI Masohi	GI Kairatu	150 kV	2 cct, 2 x 240 HAWK	210	2018	Rencana
6	GI Piru	GI Taniwel	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	60	2018	Rencana
7	PLTP Tulehu	Incomer 1 phi (Sirimau-Waai)	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	6	2019	Rencana
8	GI Namrole	GI Namlea	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	161	2019	Rencana
9	PLTU Ambon 2	GI Passo	150 kV	2 cct, 2 x 429 ACSR (Zebra)	20	2020	Rencana
10	PLTA Wai Tina	Inc. 1 Phi (Namrole-Namlea)	70 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	10	2021	Rencana
11	PLTA Tala	Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi)	150 kV	2 cct, 1 x 240 HAWK	30	2023	Rencana
	Total				663		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

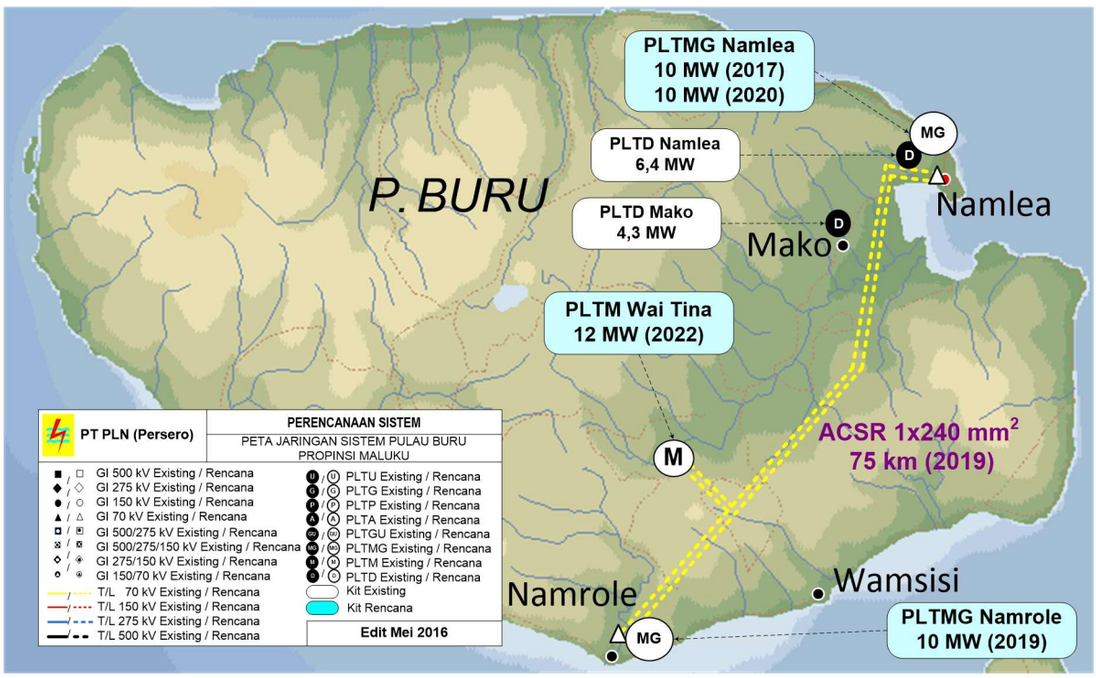
Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru di 9 lokasi. Hingga tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dengan kapasitas total 630 MVA. Dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 46 juta, belum termasuk untuk pembangunan GI pembangkit seperti diperlihatkan pada Tabel C12.5.

Tabel C12.5 Pengembangan GI di Maluku

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Sirimau	70/20 kV	New	40	2016	Konstruksi
2	Passo	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Passo	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
4	Poka/Wayame	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Passo (IBT)	150/70 kV	New	120	2017	Rencana
6	Waai (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
7	Piru	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
8	Taniwel (pembangkit)	150/20 kV	New	10	2018	Rencana
9	Kairatu	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
10	Masohi	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
11	Namrole	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
12	Namlea	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
	EKSTENSION					
13	Passo	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
14	Sirimau	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
15	Sirimau	70/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
16	Namlea	70/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
	Total			640		



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 153 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, 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 didekatnya yang masih menggunakan PLTD minyak. Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.339 kms

JTM, sekitar 907 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 133 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
2016	116	78	12	18,838
2017	125	84	12	16,572
2018	131	87	13	17,590
2019	138	91	14	15,166
2020	141	92	12	12,970
2021	144	93	13	13,683
2022	147	94	13	14,484
2023	89	96	14	14,956
2024	153	96	15	14,325
2025	156	96	16	15,391
2016-2025	1,339	907	133	153,975

Program Maluku dan Papua Terang & Program Indonesia Terang

Program Maluku dan Papua terang adalah program PLN untuk meningkatkan elektrifikasi di wilayah Maluku dan Papua. Program ini tidak hanya berusaha menambah jumlah pelanggan yang dilistriki PLN, namun juga meningkatkan layanan PLN dengan meningkatkan jam nyala pelanggan. Program ini diindikasikan sebelum Program Indonesia Terang (PIT) dicanangkan. Dengan dicanangkannya PIT oleh pemerintah, maka diperlukan koordinasi antara PLN, pemerintah dan pihak-pihak terkait untuk menisinergikan kedua program tersebut sehingga kedua program dapat berjalan dengan baik.

C12.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diberikan pada Tabel C12.7.

Tabel C12.7 Ringkasan

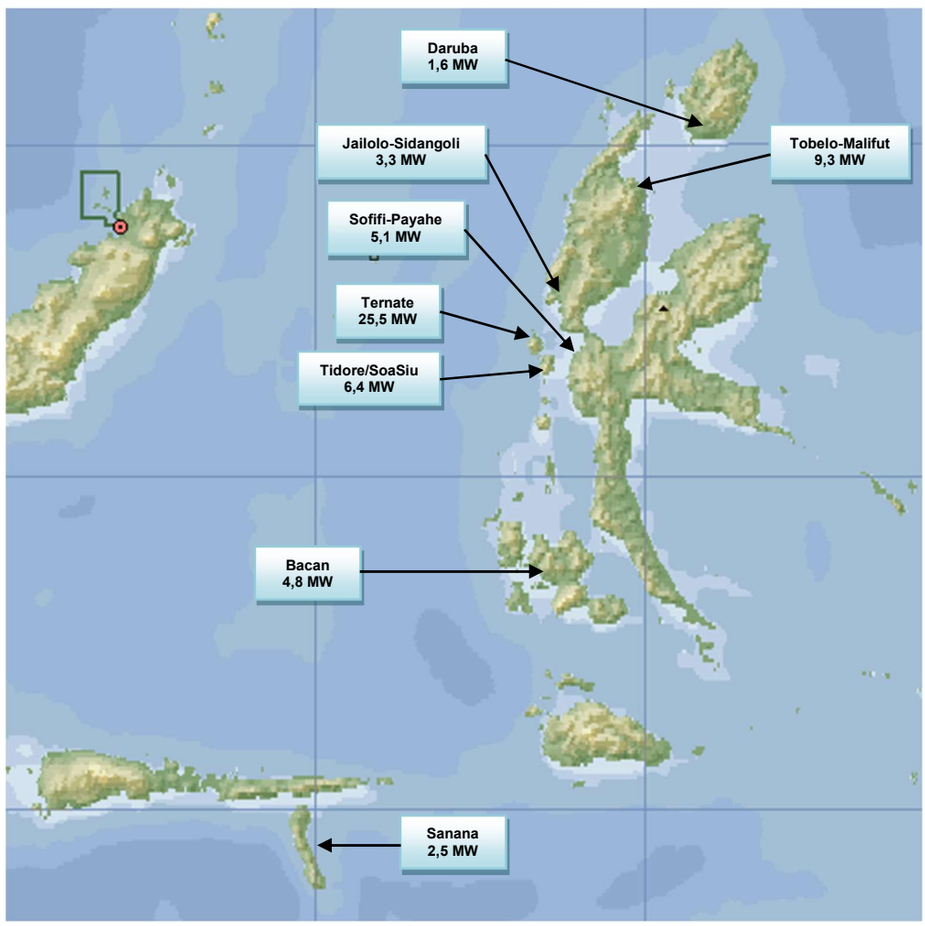
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	573	652	121	0	60	30	17
2017	667	776	139	61	330	26	92
2018	756	884	155	180	100	380	285
2019	856	993	174	59	60	167	141
2020	945	1,097	190	140	0	10	169
2021	1,041	1,202	206	50	0	20	90
2022	1,144	1,314	224	20	60	0	28
2023	1,256	1,435	243	21	0	30	44
2024	1,377	1,564	264	0	30	0	12
2025	1,507	1,704	285	5	0	0	18
Jumlah				536	640	663	896

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 dengan beban diatas 1,5 MW yaitu Sistem Ternate-Soa-Siu (Tidore), Tobelo-Malifut, Jailolo-Sofifi-Payahe, Bacan, Sanana dan Daruba. Selain itu juga terdapat 23 unit pusat pembangkit skala yang lebih kecil di lokasi tersebar.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Maluku Utara adalah sebesar 71,79%.Beban puncak gabungan (*non coincident)* sistem-sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat inisekitar 58,6 MW, dipasok oleh PLTD tersebar dan PLTS yang terhubung langsung ke sistem distribusi 20 kV seperti dapat dilihat pada Gambar B13.1.



Gambar B13.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku Utara

Sebagian sistem yang lebih kecil terhubung langsung ke jaringan tegangan rendah 220 Volt. Sistem terbesar di Maluku Utara adalah sistem Ternate-Tidore dimana sistem ini memiliki pasokan pembangkit sekitar 40,5 MW dengan daya mampu 31,6 MW dan beban puncak 32 MW. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara dengan

beban puncak diatas 1,5 MW posisi Bulan September 2015 sebagaimana dapat dilihat pada Tabel B13.1.

Tabel B13.1 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	11,6	5,5	25,5
	2. Sewa Mesin Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	14,0	14,0	
	3. Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	4,9	2,1	6,4
	4. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	PLN	10,0	10,0	
	TOTAL				**40,5**	**31,6**	**32,0**
2	**Sistem Tobelo**						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	6,8	3,6	8,0
	2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	PLN	4,0	4,0	
	3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,3	1,3
	TOTAL				**14,0**	**8,9**	**9,4**
3	**Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Payahe**						
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,2	3,3
	2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	PLN	3,0	2,0	
	3. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3,0	2,8	5,1
	4. Sewa Mesin Sofifi	PLTD	BBM	PLN	3,2	2,0	
	5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,2	-
	TOTAL				**14,2**	**9,2**	**8,4**
4	**Sistem Bacan**						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,7	4,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	3,0	3,0	
	TOTAL				**6,2**	**4,7**	**4,8**
5	**Sistem Sanana**						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	2,4	0,4	2,5
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	PLN	4,0	3,0	
	TOTAL				**6,4**	**3,4**	**2,5**
6	**Sistem Daruba**						
	Daruba	PLTD	BBM	PLN	7,3	4,7	1,6
TOTAL					**88,7**	**62,4**	**58,6**

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 5,9% per-tahun.

Sesuai rencana, di Halmahera 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.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk

dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berllistrik di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2016 – 2025 sebagaimana diberikan pada Tabel C13.2.

Tabel C13.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.2	373	427	83	204,427
2017	7.8	430	496	94	215,949
2018	8.2	484	556	105	227,280
2019	8.7	546	638	117	238,253
2020	7.0	601	704	127	248,224
2021	7.0	659	768	138	257,971
2022	7.0	722	836	150	267,191
2023	7.0	791	913	163	276,588
2024	7.0	867	995	177	286,553
2025	7.0	948	1,082	191	296,082
Pertumbuhan (%)	**7.4**	**11.0%**	**10.9%**	**9.8%**	**4.2%**

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 beberapa potensi energi panas bumi yang cukup besar yaitu mencapai 40 MW yang akan dikembangkan menjadi PLTP Jailolo, 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 memadahi, 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 2017 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 2016 sampai dengan tahun 2025 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTU, PLTMG, PLTP dan PLTM serta PLTS oleh swasta dengan kapasitas total sekitar 380 MW seperti ditampilkan pada Tabel C13.3.

Tabel C13.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Maluku Utara / Tidore (FTP1)	PLTU	PLN	2x7	2016	Konstruksi
2	MPP Ternate	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
3	MPP Sofifi	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	MPP Tobelo	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
5	Malifut	PLTMG	PLN	5	2017	Pengadaan
6	Sofifi	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
7	Ternate 2	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
8	Bacan	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
9	Sanana	PLTMG	PLN	15	2018	Rencana
10	Morotai	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
11	Tidore	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
12	Tobelo	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
13	Maba	PLTMG	PLN	10	2023	Rencana
14	Tersebar	PLTS	Swasta	15	2017-2024	Rencana
15	Jailolo (FTP2)	PLTP	Swasta	40	2021-2023	Pengadaan
16	Songa Wayaua (FTP2)	PLTP	Swasta	5	2024	Rencana
17	Tersebar	PLTP	Swasta	20	2024	Rencana
18	Tidore	PLTU	Unallocated	2x25	2022/23	Rencana
19	Halmahera (Load Follower)	PLTMG	Unallocated	40	2021	Rencana
	JUMLAH			**380**		

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, sedang diselesaikan pembangunan PLTD untuk menjamin kepastian kecukupan pasokan listrik didaerah perbatasan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

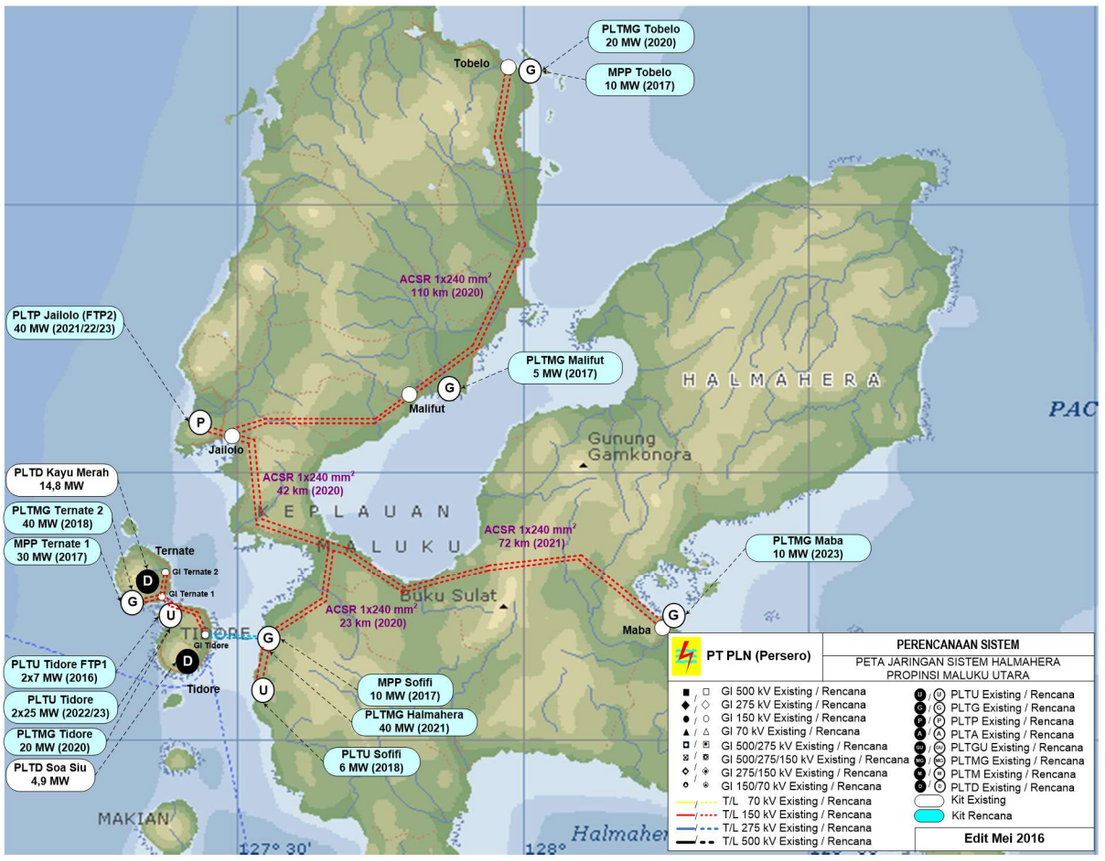
Pengembangan Transmisi

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 436 kms. Transmisi ini sudah termasuk rencana interkoneksi sistem Ternate-Tidore menggunakan kabel laut. Rencana pembangunan transmisi dan kabel laut 150 kV yang menghubungkan sistem

Ternate-Tidore dengan system Halmahera (Sofifi), akan diusulkan dalam RUPTL apabila hasil studi dasar laut, kelayakan teknis serta keekonomiannya dinyatakan layak. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi SUTT tersebut sekitar US$ 64 juta seperti ditampilkan dalam Tabel C13.4.

Tabel C13.4 Pembangunan SUTT 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTMG Ternate	GI Ternate 1	150 kV	2 cct, 2xHawk	10	2018	Rencana
2	Jailolo	Tobelo	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	220	2020	Rencana
3	Sofifi	Incomer 1 phi (Jailolo-Maba)	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	46	2020	Rencana
4	Jailolo	Maba	150 kV	2 cct, Hawk, 240 mm	110	2021	Rencana
5	PLTU Tidore	GI Ternate 1	150 kV	2 cct, 2xHawk	20	2022	Rencana
6	GI Ternate 1	GI Ternate 2	150 kV	2 cct, 2xHawk	10	2022	Rencana
7	PLTU Tidore	GI Tidore	150 kV	2 cct, 2xHawk	20	2022	Rencana
	Total				436		



Gambar C13.2. Peta rencana pengembangan sistem 150 kV Halmahera

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI 150 kV di 8 lokasi beserta perluasanya dengan total kapasitas 340 MVA dan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 27 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	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Sofifi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
2	Tobelo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
3	Jailolo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
4	Malifut	150/20 kV	New	20	2020	Rencana
5	Maba	150/20 kV	New	20	2021	Rencana
6	Ternate 1	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Ternate 2	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
8	Tidore	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
	EKSTENSION					
9	Tobelo	150/20 kV	Extension	30	2024	Rencana
	Total			340		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 107 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025. Selain itu direncanakan pula jaringan 20 kV untuk menghubungkan pulau-pulau yang memiliki potensi sumber energi terbarukan dan murah dengan pulau didekatnya 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 2016-2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 852 kms JTM, 577 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 84 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C13.6.

TabelC13.6 Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku Utara

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	75	51	8	15,473
2017	81	54	8	11,522
2018	84	56	8	11,331
2019	88	58	9	10,973
2020	90	58	8	9,971
2021	91	59	8	9,747
2022	93	59	8	9,221
2023	56	60	9	9,396
2024	96	60	9	9,965
2025	98	61	10	9,528
2016-2025	852	577	84	107,128

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 fero-nickel, salah satunya PT Antam di Buli. Adanya industri pengolahan beserta turunannya/ekstraksi, diharapkan akan

mendorong pertumbuhan ekonomi Maluku Utara 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 memasok daya untuk 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 serta 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 2025 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$)
2016	373	427	83	14	0	0	35
2017	430	496	94	60	0	0	68
2018	484	556	105	81	60	10	84
2019	546	638	117	10	30	0	18
2020	601	704	127	40	80	266	86
2021	659	768	138	50	20	110	86
2022	722	836	150	35	120	50	96
2023	791	913	163	55	0	0	114
2024	867	995	177	35	30	0	115
2025	948	1,082	191	0	0	0	8
Jumlah				380	340	436	710

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 9 sistem yaitu Sistem Jayapura, Genyem, Wamena, Timika, Merauke, Nabire, Serui, Biak dan Sarmi. Selain itu, terdapat sistem kelistrikan isolated dengan beban puncak kurang dari 1 MW merupakan listrik perdesaan tersebar di 53 lokasi.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua masih sangat rendah, yaitu 39,66 %.Beban puncak seluruh sistem kelistrikan (*non coincident*) di Provinsi Papua sekitar 145.9 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 kesembilan 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 Peta Sistem Kelistrikan Provinsi Papua

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi sampai dengan September 2015 diberikan padaTabel 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	100.5	66.1	69.0
2	Genyem	PLTD	BBM	PLN	14.7	1.9	1.2
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	7.3	3.6	4.5
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	28.8	19.8	18.9
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	21.0	12.5	10.7
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	8.4	5.6	4.5
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	17.7	17.5	16.4
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	34.5	15.6	13.4
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	13.9	10.0	7.3
TOTAL					**246.9**	**152.4**	**145.9**

C14.2 Proyeksi KebutuhanTenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh agar rendah dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 5,34% per tahun. Sektor pertambangan dan penggalian, perdagangan, hotel dan restoran serta sektor jasa-jasa lainnya mempunyai kontribusi yang dominan. Kondisi ekonomi yang cukup baik ini akan berdampak pada tingginya konsumsi listrik di Provinsi Provinsi Papua .

Pelanggan PLN masih didominasi oleh kelompok rumah tangga dengan konsumsi sekitar 56% 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 rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C14.2.

Tabel C14.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	7.07	839	941	140	409,163
2017	7.61	948	1,063	158	459,950
2018	8.04	1,044	1,171	174	512,407
2019	8.57	1,147	1,286	190	566,598
2020	6.86	1,257	1,410	208	621,931
2021	6.86	1,369	1,534	226	678,404
2022	6.86	1,493	1,673	246	736,227
2023	6.86	1,614	1,809	266	795,354
2024	6.86	1,739	1,949	286	855,763
2025	6.86	1,875	2,101	308	917,403
Pertumbuhan (%)	7.24	9.4%	9.3%	9.2%	9.4%

C14.2 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan jaringan 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.

Selain potensi tersebut, juga terdapat potensi PLTA di Jayapura dengan kapasitas sekitar 20 MW, memanfaatkan aliran sungai yang berasal dari Danau Sentani.

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 dalam tahan penyelesaian dan diharapkan tahun 2016 sudah beroperasi.

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 2017 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 2016 – 2025, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 632 MW dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel C14.3. Selain itu terdapat potensi PLTS dan PLTM yang diharapkan dapat dikembangkan oleh swasta yaitu PLTM Rendani 2x0,65 MW di Kabupaten Yapen, PLTM Serambokan 118 kW di distrik Okaom di Kabupaten Pegunungan Bintang yang saat ini dalam tahap studi kelayakan.

Tabel C14.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Jayapura (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2016	Konstruksi
2	Serui	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
3	MPP Timika	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Biak	PLTMG	PLN	15	2017	Pengadaan
5	Merauke	PLTMG	PLN	20	2017	Pengadaan
6	MPP Jayapura	PLTG/MG	PLN	50	2017	Pengadaan
7	MPP Nabire	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
8	Timika	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
9	Amai	PLTM	PLN	0.7	2018	Rencana
10	Jayapura Peaker	PLTMG	PLN	40	2018	Rencana
18	Merauke 2	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
11	Timika	PLTU	PLN	4x7	2018/19	Konstruksi
12	Mariarotu I	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
13	Kalibumi I	PLTM	PLN	2.6	2019	Rencana
14	Serui 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
15	Mariarotu II	PLTM	PLN	1.3	2019	Rencana
16	Sarmi	PLTMG	PLN	5	2019	Rencana
17	Biak 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
18	Nabire 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
19	Digoel	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
20	Walesi Blok II	PLTM	PLN	6x1	2019	Rencana
21	Jayapura 2	PLTU	PLN	2x50	2020/21	Rencana
22	Orya 2	PLTA	PLN	14	2023	Rencana
23	Baliem	PLTA	PLN	50	2023-2025	Rencana
24	Tersebar	PLTS	Swasta	20	2017-2019	Rencana
25	Tersebar	PLTBM	Swasta	10	2018	Rencana
26	Nabire - Kalibobo	PLTU	Swasta	2x7	2019	Committed
27	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2024	Rencana
28	Tersebar	PLTA	Swasta	20	2025	Rencana
29	Nabire 3	PLTMG	*Unallocated*	10	2024	Rencana
30	Jayapura 1 (Load Follower)	PLTMG	*Unallocated*	50	2025	Rencana
	JUMLAH			**632**		

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.

Khusus untuk kelistrikan di daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, mengingat peranannya yang sangat strategis bagi keutuhan NKRI, telah diselesaikan pembangunan PLTD 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 244 kms dan transmisi 150 kV sepanjang 782 kms untuk menyalurkan energi listrik kepusat beban.

Berkenaan dengan rencana pembangunan pembangkit Jayapura Peaker dan MPP Jayapura dimana keduanya akan dibangun disebelah PLTU Holtekamp, maka transmisi 70 kV Holtekamp – GI Jayapura (Skyland) sedang dinaikkan menjadi tegangan 150 kV termasuk gardu induk dan IBT yang terkait. Dana investasi yang dibutuhkan untuk membangun transmisi tersebut sekitar US$ 136 juta, seperti ditampilkan dalam Tabel C14.4.

Tabel C14.4 Pembangunan SUTT 70 kV dan 150 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Holtekamp	GI Jayapura (Skyland)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	44	2016	Konstruksi
2	GI Jayapura (Skyland)	GI Sentani/Waena	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2016	Konstruksi
3	PLTA Genyem	GI Sentani/Waena	70 kV	2 cct, 1 HAWK	160	2016	Konstruksi
4	Jayapura/Skyland	Sentani/Waena	150 kV	uprate ke tegangan 150 kV	40	2017	Rencana
5	PLTU Timika	GI Timika	150 kV	2 cct, 1 HAWK	60	2018	Rencana
6	GI Jayapura (Skyland)	GI Angkasa	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	20	2019	Rencana
7	PLTU Holtekamp	GI Waena/Sentani	150 kV	2 cct, 2xZebra	60	2019	Rencana
8	PLTU Holtekamp	Keerom	150 kV	2 cct, 1xZebra	40	2020	Rencana
9	PLTA Baliem	GI Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	50	2023	Rencana
10	GI Wamena	GI Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	122	2023	Rencana
11	GI Wamena	GI Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	140	2023	Rencana
12	GI Karubaga	GI Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	120	2023	Rencana
13	GI Mulia	GI Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	80	2023	Rencana
14	PLTA Baliem	GI Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1 x 240 mm2	50	2023	Rencana
	Total				1026		

Pengembangan Gardu Induk

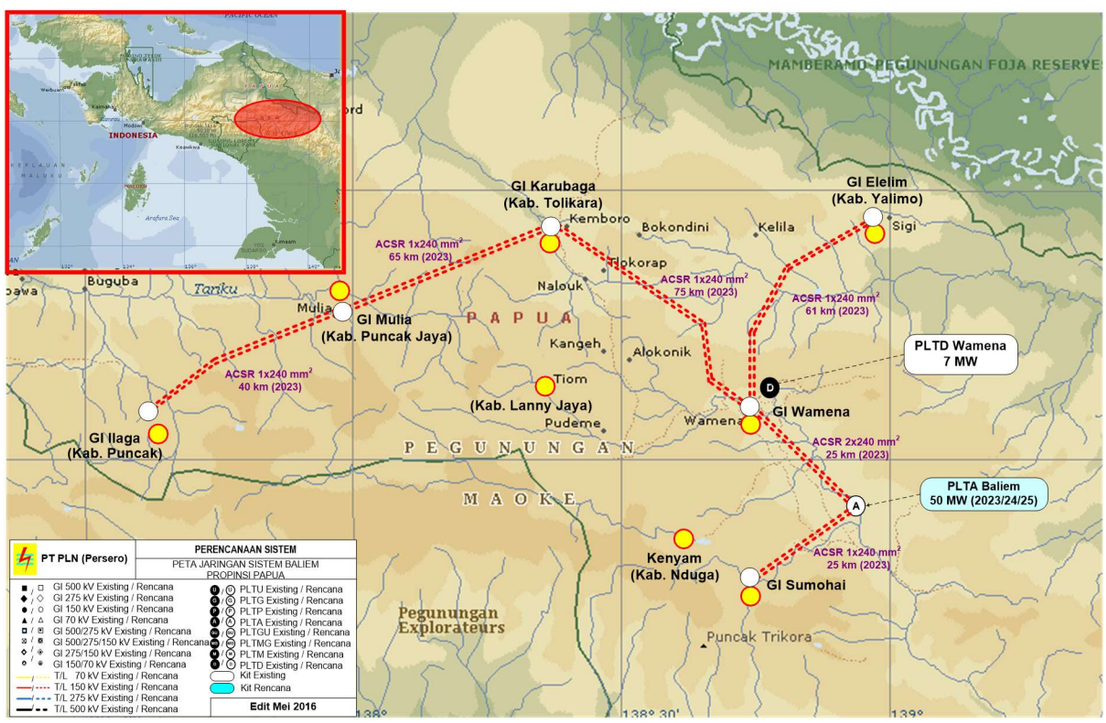
Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Total kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2016 sampai dengan 2025 adalah 810 MVA seperti pada Tabel C14.5. Dana yang dibutuhkan sekitar US$ 58 juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit seperti pada Tabel C14.5.

Tabel C14.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Skyland/Jayapura	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
2	Sentani/Waena	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Skyland/Jayapura	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
4	Holtekamp (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
5	Jayapura/Skyland (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
6	Timika	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
7	Angkasa	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
8	Sentani (IBT)	150/70 kV	New	60	2019	Rencana
9	Sentani Baru	70/20 kV	New	60	2022	Rencana
10	Wamena	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
11	Sumohai	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
12	Karubaga	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
13	Elelim	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
14	Mulia	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
15	Ilaga	150/20 kV	New	10	2023	Rencana
16	Keerom	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
	EKSTENSION					
17	Sentani/Waena	70/20 kV	Extension	60	2017	Rencana
18	Skyland/Jayapura	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
19	Angkasa	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
	Total			870		



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 jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 556 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, termasuk untuk melayani listrik perdesaan dan membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.368 kms JTM, sekitar 1.818 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 74 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

TabelC14.6 RincianPengembanganDistribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	198	138	8	48,720
2017	214	166	8	50,788
2018	224	167	8	52,456
2019	235	174	8	54,191
2020	244	180	8	55,334
2021	253	186	8	56,473
2022	249	193	8	57,822
2023	245	197	7	59,128
2024	243	201	7	60,408
2025	262	216	4	61,641
2016-2025	2,368	1,818	74	556,961

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 2025 adalah seperti dalam TabelC14.7.

Tabel C14.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (juta US$)
2016	839	941	140	20	40	244	82
2017	948	1,063	158	135	300	40	174
2018	1,044	1,171	174	125	120	60	140
2019	1,147	1,286	190	117	120	80	238
2020	1,257	1,410	208	50	0	0	92
2021	1,369	1,534	226	50	0	0	93
2022	1,493	1,673	246		60	0	21
2023	1,614	1,809	266	24	170	602	161
2024	1,739	1,949	286	31	60	0	60
2025	1,875	2,101	308	80	0	0	103
Jumlah				632	870	1,026	1,164

LAMPIRAN C.15

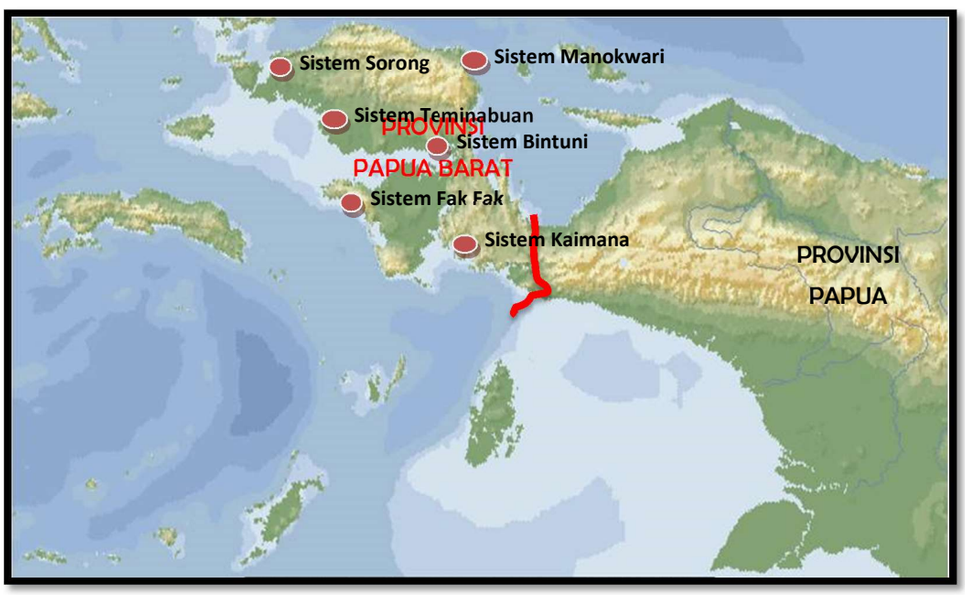
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

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.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Papua Barat adalah sebesar 75,87%.Beban puncak total (*non coincident*) seluruh sistem kelistrikan di Provinsi Papua Barat sekitar 70,2 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 puncak sekitar 37 MW.

Peta posisi 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 sampai dengan September 2015 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	52.8	40.7	36.9
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	9.4	4.9	4.5
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	3.2	2.0	1.3
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	8.7	2.7	2.8
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	31.5	18.5	15.5
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	12.2	8.2	3.0
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	11.9	8.3	6.2
TOTAL					**129.8**	**85.2**	**70.2**

C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua Barat dalam lima tahun terakhir tumbuh lebih baik dibanding sebelumnya yaitu rata-rata sekitar 10,45% per tahun. 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 rasio rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2016–2025 diberikan pada Tabel C15.2.

Tabel C15.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	10.6	478	537	92	166,699
2017	11.4	545	611	104	175,977
2018	12.1	605	679	115	186,105
2019	12.9	675	757	128	197,159
2020	10.3	739	829	140	208,238
2021	10.3	810	908	153	219,872
2022	10.3	887	994	166	232,078
2023	10.3	971	1,088	182	244,997
2024	10.3	1,063	1,191	198	258,575
2025	10.3	1,163	1,303	216	272,905
Pertumbuhan (%)	10.9	10.4%	10.4%	10.0%	5.6%

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 24TSCF, 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. Listrik dari LNG Tangguh melalui skema excess power tersebut bisa ditingkatkan sampai 8 MW. Untuk pemanfaatan kelistrikan dengan kapasitas yang lebih besar, diperkirakan baru bisa terlaksana mulai tahun 2020 setelah proyek baru Train 3 dan 4 LNG Tangguh siap beroperasi.

Sedangkan potensi tenaga air yang dapat dikembangkan menjadi PLTA terdapat di Kabupaten Sorong yaitu untuk PLTA Warsamson. Saat ini sedang dilakukan studi kelayakan ulang untuk mendapatkan kapasitas PLTA yang sesuai, tanpa mengorbankan masalah sosial.

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 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 pembangkit berbahan bakar gas yaitu *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan pada tahun 2017 sudah bisa beroperasi.

Sedikit berbeda dengan kondisi sistem kelistrikan di Sorong, yang hingga saat ini masih mengandalkan pasokan daya dari excess power beberapa perusahaan dan sebagian kecil dari PLTD BBM, sedangkan proyek pembangkit non-BBM PLTU IPP 2x15 MW belum ada perkembangan.

Untuk memberikan kepastian pasokan listrik dimasa depan terutama di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni, juga akan dibangun PLTG/MG *dual fuel* (gas dan HSD).

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2025, direncanakan akan dibangun PLTU batubara, PLTG/MG, PLTA, PLTM dan PLTS dengan tambahan kapasitas pembangkit sekitar 364 MW dengan perincian seperti pada Tabel C15.3.

Tabel C15.3 Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	MPP Manokwari	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
2	Kaimana	PLTMG	PLN	10	2017	Rencana
3	MPP Fak-Fak	PLTG/MG	PLN	10	2017	Pengadaan
4	Sorong	PLTMG	PLN	50	2017	Rencana
5	Raja Ampat	PLTMG	PLN	10	2017	Rencana
6	Bintuni	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
7	Tersebar	PLTM	PLN	10	2019	Rencana
8	Manokwari 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
9	Fak-Fak	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
10	Sorong	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
11	Warsamson	PLTA	PLN	20	2021	Rencana
12	Tersebar	PLTS	Swasta	10	2019	Rencana
12	Andai	PLTU	Swasta	2x7	2019	Committed
13	Manokwari 3	PLTMG	*Unallocated*	20	2022	Rencana
13	Sorong (Load Follower)	PLTMG	*Unallocated*	50	2021	Rencana
	JUMLAH			**364**		

Bahan bakar gas untuk PLTG/MG tersebut dalam jangka panjang, diharapkan dapat diperoleh dari alokasi gas/LNG Tangguh di Teluk Bintuni.

Sambil menunggu pembangkit yang direncanakan beroperasi, sistem kelistrikan kota Sorong dan sekitarnya, untuk sementara akan dipasok dari excess power dan PLTD setempat. Sedangkan sumber gas di pulau Salawati, akan dimanfaatkan sebagai bahan bakar PLTMG dan selanjutnya daya akan disalurkan melalui jaringan 20 kV untuk melayani beban di daerah Sorong daratan.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk

Pengembangan Transmisi

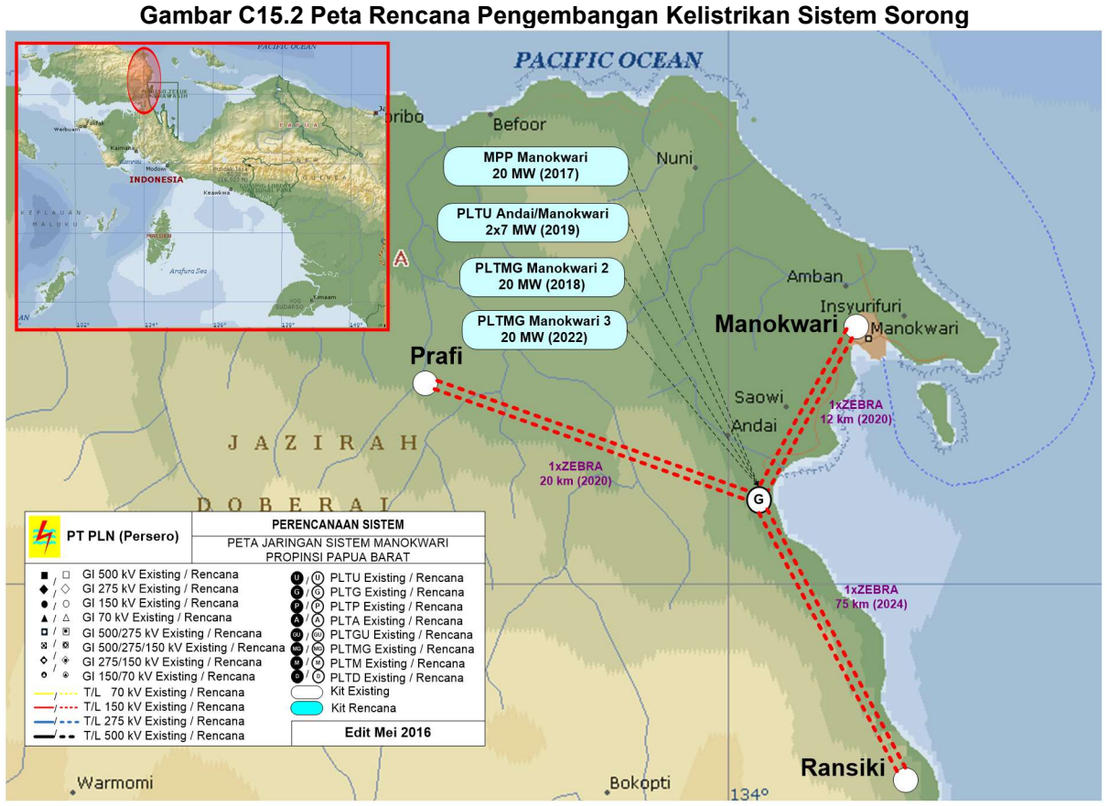
Selaras dengan pengembangan pembangkit baru yaitu PLTU, PLTA dan PLTMG serta untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban, direncanakan pembangunan transmisi 150 kV sepanjang 280 kms, dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 51 juta sebagaimana diberikan pada Tabel C15.4.

Tabel C15.4 Pembangunan SUTT 150kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Sorong (Town Feeder)	GI Aimas	150 kV	2 cct, 2xZebra	22	2017	Rencana
2	GI Aimas	GI Sorong	150 kV	2 cct, 2xZebra	24	2017	Rencana
3	GI Sorong	GI Rufey	150 kV	2 cct, 2xZebra	20	2018	Rencana
4	PLTMG Manokwari	GI Manokwari	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	24	2020	Rencana
5	PLTMG Manokwari	Prafi	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	40	2020	Rencana
6	PLTMG Manokwari	GI Ransiki	150 kV	2 cct, ACSR 2 x 240 mm2	150	2024	Rencana
	Total				280		



Gambar C15.2 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Sorong



Gambar C15.3 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Manokwari

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari yaitu untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Sampai dengan tahun 2025, kapasitas trafo GI yang akan dibangun adalah 420 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 26

juta, belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit sebagaimana pada Tabel C15.5.

Tabel C15.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Sorong	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
2	Aimas	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
3	Rufey	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
4	Manokwari	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
5	Prafi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
6	Ransiki	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
	EKSTENSION					
7	Sorong	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
	Total			420		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 114 ribu sambungan sampai dengan tahun 2025, 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 didekatnya yang tidak tersedia energi murah. Namun demikian, interkoneksi ini tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan keekonomian.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2016–2025 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 1.407 kms JTM, sekitar 1.081 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 391 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

Tabel C15.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	115	80	30	8,394
2017	123	96	35	9,278
2018	130	97	38	10,128
2019	138	102	41	11,054
2020	143	106	44	11,079
2021	150	110	42	11,634
2022	148	115	44	12,206
2023	148	119	44	12,919
2024	149	123	47	13,578
2025	163	134	25	14,331
2016-2025	1,407	1,081	391	114,600

C15.4 Sistem Kelistrikan Manokwari

Sebagai ibukota Provinsi Papua Barat, perkembangan kota Manokwari cukup pesat seiring dengan perkembangan pembangunan infrastruktur perkantoran, pelabuhan, gedung pemerintahan termasuk perumahan dan juga kawasan bisnis. Selain itu, di Manokwari juga akan dibangun pabrik semen dengan kapasitas 3 juta ton per-tahun, termasuk membangun pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) batubara 2x20 MW untuk memenuhi kebutuhan listriknya. Proyek pabrik semen tersebut saat ini sudah mulai masuk tahap konstruksi. Seiring dengan pesatnya pembangunan di Manokwari, akan berdampak pada tingginya kebutuhan listrik. Untuk mengantisipasi kondisi tersebut, perlu disiapkan rencana jangka panjang pengembangan sistem kelistrikan yang baik dan andal, yaitu dengan membangun pembangkit beserta sistem transmisi seperti terlihan pada Gambar C.15.3 diatas. Sambil menunggu pembangunan sistem kelistrikan, PLN telah menyampaikan kesediaannya membeli kelebihan daya (excess power) dari PLTU Pabrik Semen untuk memenuhi kebutuhan listrik kota Manokwari dan sekitarnya.

C15. 5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	478	537	92	0	0	0	12
2017	545	611	104	100	180	46	114
2018	605	679	115	11	0	20	30
2019	675	757	128	163	0	0	275
2020	739	829	140	0	150	64	37
2021	810	908	153	50	0	0	16
2022	887	994	166	20	0	0	73
2023	971	1,088	182	20	60	0	49
2024	1,063	1,191	198	0	30	150	46
2025	1,163	1,303	216	0	0	0	14
Jumlah				364	420	280	666

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 skala menengah 20 kV, serta beberapa sistem kecil terisolasi. Untuk sistem besar dipasok dari PLTU, PLTD dan PLTM/PLTMH. Sedangkan sistem menengah dan sistem kecil 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 kecil 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, 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 yaitu Gili Trawangan, Gili Meno dan Gili Air sudah tersambung dengan kabel laut ke sistem Lombok daratan dan telah beroperasi sejak 2012.



Gambar C16.1 Peta Kelistrikan Provinsi NTB

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah sebesar 71,70%.Beban puncak tertinggi gabungan *non coincident* Provinsi NTB sampai dengan bulan September tahun 2015 sekitar 276 MW. Total kapasitas terpasang sistem ini adalah 359 MW dan total daya mampu sekitar 291 MW. Sebagian besar produksi tenaga listrik di Provinsi NTB adalah dari PLTD sehingga mengakibatkan biaya pokok produksi menjadi sangat tinggi.

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	255.15	208.50	200.22
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	49.61	38.38	35.53
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	50.72	40.75	38.35
2	**Sistem Terisolasi**						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0.12	0.99	0.07
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0.10	0.07	0.05
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0.37	0.25	0.23
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0.21	0.11	0.10
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0.13	0.12	0.10
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	1.88	0.90	0.80
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0.47	0.25	0.14
	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				**359.7**	**291.1**	**276.7**

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 besar terhadap PDRB total Provinsi NTB. Sesuai dengan potensi alamnya yang sangat bagus, 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 13,4% 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 jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C16.2.

Tabel C16.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.7	1,525	1,798	292	1,104,802
2017	7.2	1,677	2,034	317	1,174,226
2018	7.6	1,846	2,262	344	1,245,070
2019	8.1	2,037	2,479	375	1,317,291
2020	6.5	2,217	2,673	403	1,390,839
2021	6.5	2,409	2,880	433	1,465,660
2022	6.5	2,615	3,102	464	1,541,698
2023	6.5	2,830	3,335	497	1,602,379
2024	6.5	3,047	3,570	529	1,625,221
2025	6.5	3,278	3,823	563	1,647,808
Pertumbuhan (%)	6.8	8.9%	8.8%	7.6%	4.6%

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 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 Permen No. 17 tahun 2013 dan Keputusan Dirjen EBTKE No. 979.K/29/DJE/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	0.29	Studi Kelayakan (IPP)
	Batu Bedil	Lombok	0.55	Studi Kelayakan (IPP)
	Karang Bayan	Lombok	1.3	Studi Kelayakan (IPP)
	Nirbaya	Lombok	0.63	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Beh-1	Sumbawa	2.6	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Beh-2	Sumbawa	1.8	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Bintang Bano	Sumbawa	8.8	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rea-1	Sumbawa	2.54	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rea-2	Sumbawa	3.84	Studi Kelayakan (IPP)
	Brang Rhee	Sumbawa	0.639	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Utan	Sumbawa	0.293	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Semonte	Sumbawa	0.118	Pra Studi Kelayakan (PLN)
	Brang Dalap	Sumbawa	0.65	Pra Studi Kelayakan (PLN)
II	Panas Bumi			
	Sembalun	Lombok	100	Hasil Studi *Geo Sains* & Pemboran *Thermal Gradient*
	Maronge	Sumbawa	6	Identifikasi Lokasi
III	Biomassa			
	Sumbawa Besar	Sumbawa	1.6	Studi Kelayakan (IPP)

Pengembangan Pembangkit

Kapasitas pembangkit yang direncanakan di Provini NTB sampai dengan tahun 2025 adalah 1.194 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 PLTGU/MGU 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 operasi 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	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Lombok (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2016	Konstruksi
2	MPP Lombok	PLTG	PLN	50	2016	Committed
3	Bima (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2017	Konstruksi
4	Sumbawa Barat	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
5	Sumbawa	PLTMG	PLN	50	2017	Pengadaan
6	Bima	PLTMG	PLN	50	2017	Pengadaan
7	Lombok Peaker	PLTGU/MGU	PLN	150	2018	Pengadaan
8	Lombok (FTP 2)	PLTU	PLN	2x50	2018/19	Pengadaan
9	Lombok 2	PLTU	PLN	2x50	2019/20	Rencana
10	Bima 2	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
11	Brang Beh 1	PLTA	PLN	12	2023	Rencana
12	Brang Beh 2	PLTA	PLN	6	2024	Rencana
13	Sembalun (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2024	Rencana
14	Lombok	PLTU	Sewa	2x25	2019	Pengadaan
15	Lombok Timur	PLTU	Swasta	2x25	2017	Konstruksi
16	Sedau	PLTM	Swasta	1.3	2018	Konstruksi
17	Kokok Babaq	PLTM	Swasta	2.3	2019	Rencana
18	Brang Rea 2	PLTM	Swasta	3.8	2019	Rencana
19	Brang Rea 1	PLTM	Swasta	2.5	2019	Rencana
20	Bintang Bano	PLTM	Swasta	8.8	2019	Rencana
21	Hu'u (FTP2)	PLTP	Swasta	20	2025	Rencana
22	Tersebar	PLTSa	Swasta	2	2017-2020	Rencana
23	Tersebar	PLTBM	Swasta	6	2017-2021	Rencana
24	Tersebar	PLTS	Swasta	95	2017-2025	Rencana
25	Tersebar	PLTB	Swasta	10	2019-2021	Rencana
26	Sumbawa 2	PLTU	*Unallocated*	2x50	2021/22	Rencana
27	Lombok 1 (Load Follower)	PLTGU	*Unallocated*	100	2023	Rencana
28	Lombok 3	PLTU	*Unallocated*	2x50	2024/25	Rencana
	JUMLAH			**1194**		

Pembangunan Transmisi dan Gardu Induk

Pembangunan Transmisi

Pembangunan pembangkit PLTU, PLTG/GU/MG dan panas bumi di beberapa lokasi akan diikuti dengan pembangunan transmisi untuk menyalurkan daya dari beberapa pembangkit ke pusat beban melalui gardu induk. Rincian rencana pembangunan transmisi ditampilkan pada Tabel C16.5.

Selama periode 2016-2025 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 142 km, akan dibangun transmisi interkoneksi 150 kV. Selain itu, untuk menyalurkan daya dari pembangkit ke pusat beban di 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 1.238 kms dengan kebutuhan anggaran sekitar US$ 184 juta.

Tabel C16.5 Pembangunan transmisi 150 kV dan 70 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	PLTU Bima/Bonto (FTP1)	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2016	Konstruksi
2	GI Bima	GI Dompu	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	48	2016	Konstruksi
3	Meninting	GI Tanjung	150 kV	2 cct, 1 HAWK	24	2016	Konstruksi
4	GI Alas/Tano	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	120	2016	Konstruksi
5	GI Taliwang	GI Alas/Tano	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	30	2016	Konstruksi
6	PLTU Sumbawa Barat	GI Taliwang	70 kV	2 cct, 1 x Ostrich	10	2016	Konstruksi
7	GI Ampenan	Meninting	150 kV	Kabel Tanah	11.2	2016	Pengadaan
8	PLTGU Lombok Peaker	Inc. 2 phi (GI Ampenan - Meninting)	150 kV	Kabel Tanah	5	2016	Pengadaan
9	GI Sape	GI Bima	70 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2016	Pengadaan
10	PLTMG Sumbawa	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Pengadaan
11	PLTU Lombok Timur	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2017	Rencana
12	GI Mataram	Inc. 1 phi (Ampenan-Tanjung)	150 kV	2 cct, 2 HAWK	20.0	2017	Rencana
13	GI Dompu	GI Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	284	2017	Pengadaan
14	Jeranjang	Sekotong	150 kV	2 cct, 1 Zebra	30	2017	Rencana
15	PLTU Lombok (FTP 2)	GI Pringgabaya	150 kV	2 cct, 1 HAWK	38	2017	Pengadaan
16	Taliwang	Maluk	70 kV	2 cct 1 HAWK	40	2018	Rencana
17	GI Tanjung	GI Bayan	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2018	Pengadaan
18	GI Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	82	2018	Konstruksi
19	Mantang	Mataram	150 kV	2 cct, 2 x Zebra	40	2020	Rencana
20	PLTA Brang Beh	GI Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct 1 HAWK	90	2023	Rencana
21	PLTU Lombok 3	Bayan	150 kV	2 cct, 2 HAWK	30	2023	Rencana
22	PLTP Sembalun	Inc. 1 phi Bayan-PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2024	Rencana
23	PLTP Hu'u	GI Dompu 150 kV	150 kV	2 cct, 1 HAWK	70	2024	Rencana
	Total				1222		

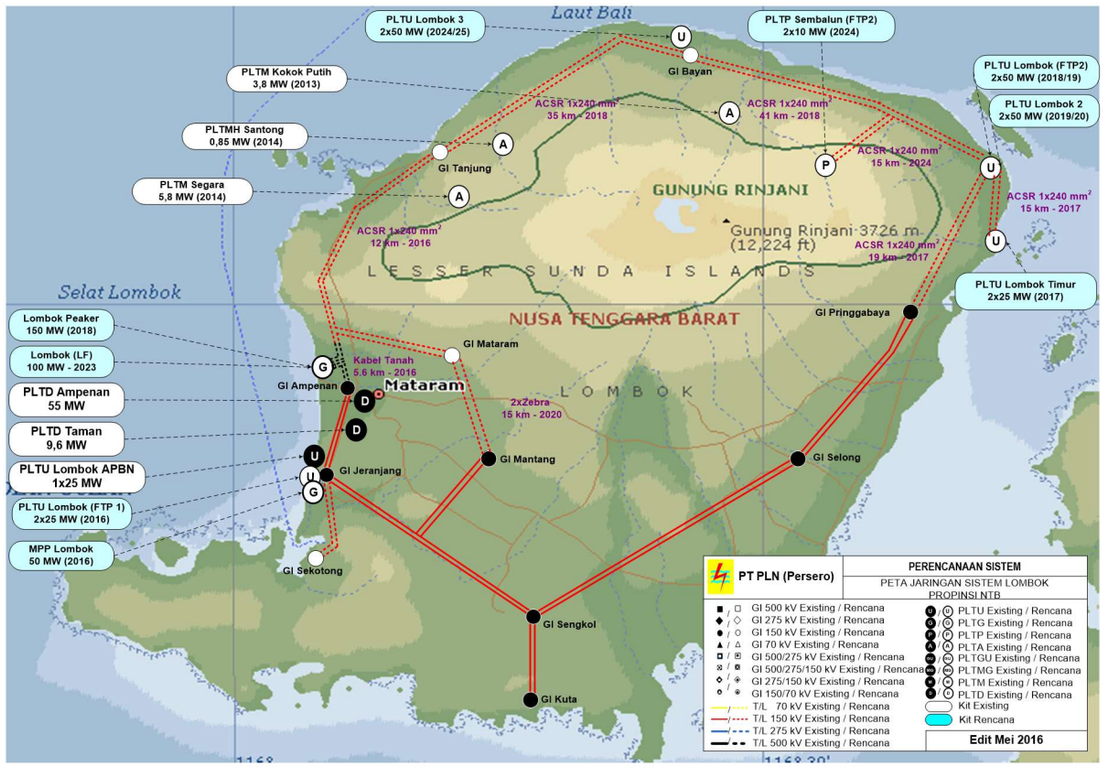
Terdapat beberapa jalur transmisi di Nusa Tenggara Barat yang sebelumnya didanai melalui APBN. Namun karena ijin multi years (IMY) tidak diperpanjang, pendanaan APBN ini dihentikan dan pendanaan dilanjutkan melalui APLN. Salah satu dari jalur tersebut adalah transmisi SUTT 150 kV Ampenan – Tanjung. Saat ini jalur transmisi ini dibagi menjadi dua bagian dengan jalur yang tetap sama yaitu transmisi SKTT 150 kV Ampenan – Meninting dan transmisi SUTT 150 kV Meninting – Tanjung. Perubahan sebagian SUTT menjadi SKTT terkait larangan pemerintah daerah agar jalur transmisi tidak melalui jalur bandara lama (Ampenan).

Pembangunan Gardu Induk (GI)

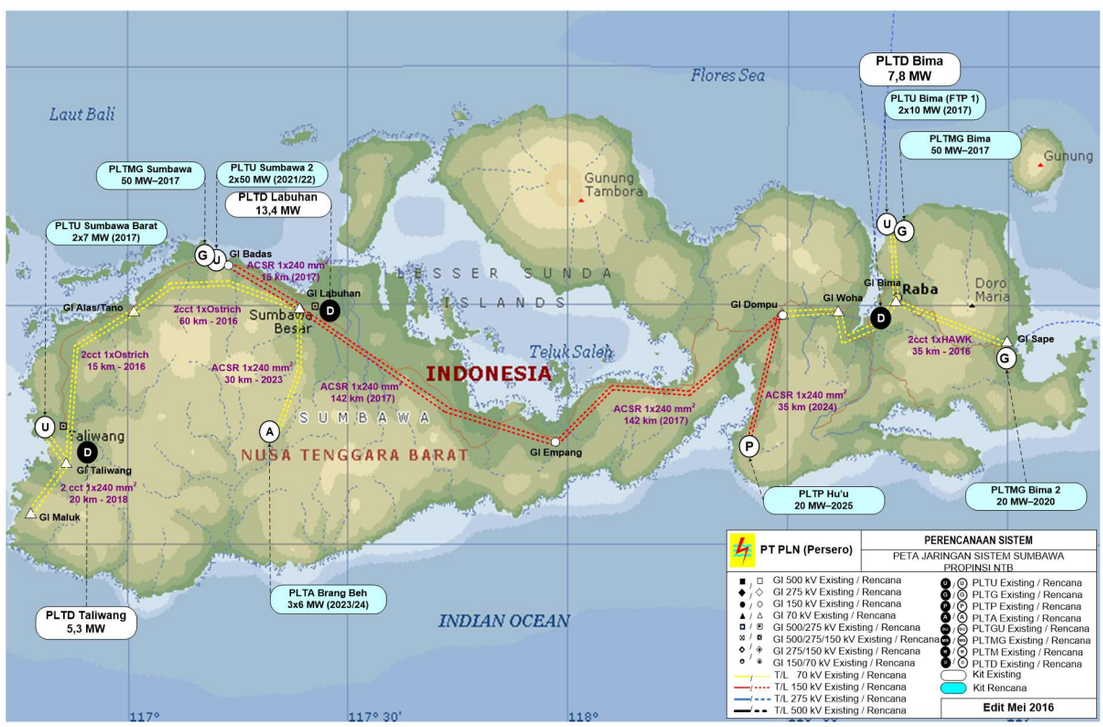
Berkaitan dengan proyeksi kebutuhan listrik dan penambahan pelanggan baru, akan dibangun GI 150/20 kV dan GI 70/20 kV serta IBT 150/70 kV untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke beban. Selain itu direncanakan juga perluasan GI untuk meningkatkan kapasitas dan keandalannya dengan menambah trafo di beberapa GI. Jumlah kapasitas trafo GI yang akan dibangun selama kurun waktu 2016-2025 adalah 1.630 MVA dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 106 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	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Labuhan/Sumbawa	70/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
2	Dompu	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
3	Bonto	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
4	Bima	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
5	Woha	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
6	Taliwang	70/20 kV	New	30	2016	Konstruksi
9	Sape	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
7	Alas/Tano	70/20 kV	New	20	2016	Pengadaan
8	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	New	20	2016	Pengadaan
9	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
10	Empang	150/20 kV	New	20	2017	Pengadaan
11	Dompu (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
12	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
13	Badas/PLTMG Sumbawa	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
14	Mataram	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
15	Sekotong	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
16	Bayan	150/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
17	Maluk	70/20 kV	New	20	2018	Rencana
18	New Mataram	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
	EKSTENSION					
19	Sengkol	150/20 kV	Extension	30	2016	Konstruksi
20	Mantang	150/20 kV	Extension	60	2016	Rencana
22	Dompu	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
24	Labuhan/Sumbawa	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
25	Pringgabaya	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
21	Bima	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
23	Selong	150/20 kV	Extension	120	2017	Rencana
26	Dompu	150/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
27	Ampenan	150/20 kV	Extension	60	2018	Rencana
28	Kuta	150/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
29	Pringgabaya	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
30	Tanjung	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
31	Woha	70/20 kV	Extension	30	2021	Rencana
32	Empang	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
33	Sengkol	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
34	Bima	70/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
35	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
36	Mantang	150/20 kV	Extension	60	2024	Rencana
37	Alas/Tano	70/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
38	Bayan	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
39	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	Extension	30	2025	Rencana
	Total			1540		



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 2025 sekitar 624 ribu pelanggan. Tambahan sambungan ini juga untuk meningkatkan rasio rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan

tegangan menengah 5.074 kms, jaringan tegangan rendah sekitar 4.072 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 615 MVA, seperti dalam Tabel C16.7.

Tabel C16.7 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	574	460	56	81,503
2017	573	473	59	69,424
2018	600	484	62	70,844
2019	551	465	61	72,222
2020	570	471	63	73,548
2021	440	343	56	74,821
2022	442	342	60	76,038
2023	436	339	64	60,681
2024	428	335	67	22,843
2025	461	360	66	22,587
2016-2025	5,074	4,072	615	624,509

C16.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2025 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$)
2016	1,525	1,798	292	100	270	348	219
2017	1,677	2,034	317	206	560	422	436
2018	1,846	2,262	344	266	110	192	522
2019	2,037	2,479	375	172	30	0	228
2020	2,217	2,673	403	71	120	40	136
2021	2,409	2,880	433	60	30	0	107
2022	2,615	3,102	464	50	30	0	100
2023	2,830	3,335	497	112	240	120	164
2024	3,047	3,570	529	76	60	100	148
2025	3,278	3,823	563	80	90	0	192
Jumlah				1,194	1,540	1,222	2,252

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 63 sistem kelistrikan 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 pada tahun 2014, yaitu sistem Kupang dan sistem Ende. Kedua sistem tersebut mendapatkan pasokan daya dari PLTU, PLTM 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, PLTM Ndungga dan PLTD Mautupaga. Untuk melayani beban isolated yang masih kecil dan lokasinya sangat jauh dari perkotaan, dipasang PLTS komunal dan sebagian PLTS mandiri (solar home sistem).

Total beban puncak *non coincident* untuk sistem-sistem diatas 500 kW di Provinsi NTT pada Bulan September tahun 2015 sekitar 156 MW.

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 52,33%.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	107,9	61,4	56,9
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,7	1,2
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	7,0	5,3	4,8
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	7,1	4,8	4,7
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	14,1	10,3	7,8
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,2	2,8
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	6,1	5,9	4,4
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	4,9	3,2	3,1
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	PLN	18,4	12,1	8,6
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,3	1,1
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	3,3	2,6	2,5
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	12,7	6,8	6,2
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	20,7	10,8	8,3
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	6,5	3,9	3,7
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	14,7	11,5	10,5
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	6,7	4,5	3,9
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	5,1	3,9	3,4
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	5,5	3,1	2,8
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	8,2	6,6	5,5
20	Sistem Waikabubak-Waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	10,4	6,2	5,4
21	Gab. *Isolated* Area Kupang	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	8,7	5,7	2,4
22	Gab. *Isolated* Area FBB	PLTD	BBM	PLN	8,8	6,1	4,1
23	Gab. *Isolated* Area FBT	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	4,6	3,0	2,0
24	Gab. *Isolated* Area Sumba	PLTD/PLTMH	BBM/Air	PLN/IPP	0,8	0,7	0,2
	Total				**290,7**	**184,5**	**156,2**

C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 5,4% 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, di NTT juga akan dikembangkan industri perikanan termasuk budidaya rumput laut serta tumbuhnya industri garam untuk menuju ketahanan pangan nasional. Sektor pariwisata yang 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, villa/resort dan losmen baru.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 12,9% per tahun. Permintaan terbesar adalah dari sektor rumah tangga (60%) disusul sektor komersil (25%), sektor public (10%) dan sisanya sektor Industri (5%). 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 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel C17.2.

Tabel C17.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2016	6.6	834	1,149	183	773,907
2017	7.1	941	1,260	206	834,611
2018	7.5	1,044	1,364	228	897,140
2019	8.0	1,157	1,487	252	960,593
2020	6.4	1,259	1,589	274	1,025,614
2021	6.4	1,369	1,700	297	1,092,701
2022	6.4	1,485	1,818	322	1,161,243
2023	6.4	1,608	1,944	348	1,231,196
2024	6.4	1,739	2,078	376	1,302,772
2025	6.4	1,877	2,222	405	1,375,982
Pertumbuhan (%)	6.8	9.4%	7.6%	9.2%	6.6%

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 MW dan 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

Untuk mendukung penerapan EBT, pemerintah mencanangkan program untuk menjadikan Pulau Sumba sebagai *iconic island*. Program Sumba *Iconic Island* (SII) merupakan suatu program yang diinisiasi untuk pengembangan Pulau Sumba sebagai Pulau Ikonik Energi Terbarukan dengan tujuan untuk meningkatkan akses energi melalui pengembangan dan pemanfaatan energi baru terbarukan dengan target terwujudnya ketersediaan energi yang berasal dari energi baru terbarukan sebesar 100%.

Rencana Pengembangan Pembangkit

Sampai dengan tahun 2025 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi dengan total kapasitas mencapai 737 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 PLTMG Kupang kapasitas 40 MW dengan bahan bakar *dual fuel* (HSD dan gas) dan diharapkan 2017 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 2025 mencapai 100 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 daeah-daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste), akan dipertimbangkan penambahan kapasitas pada pembangkit setempat sesuai kebutuhan. Penambahan kapasitas pembangkit didaerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningktakan 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	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	Status
1	Ende (FTP1)	PLTU	PLN	1x7	2016	Konstruksi
2	Tersebar	PLTS	PLN	4	2016	Konstruksi
3	MPP Flores	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
3	Rote	PLTMG	PLN	5	2017	Pengadaan
4	Rote Ndao	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
5	Alor	PLTMG	PLN	10	2017	Pengadaan
6	Alor	PLTU	PLN	2x3	2017	Konstruksi
7	Maumere	PLTMG	PLN	40	2017	Pengadaan
8	Kupang Peaker	PLTMG	PLN	40	2017	Pengadaan
9	Waingapu	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
10	Flores	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
11	Atambua	PLTU	PLN	4x6	2018	Konstruksi
12	Waingapu 2	PLTMG	PLN	30	2019	Rencana
13	Rote 2	PLTMG	PLN	5	2019	Rencana
14	Alor 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
15	Timor 1	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
16	Ulumbu 5	PLTP	PLN	20	2019	Rencana
17	Mataloko (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2019	Rencana
18	Wae Rancang	PLTA	PLN	16.5	2020	Rencana
19	Kupang Peaker 2	PLTMG	PLN	50	2021	Rencana
20	Ulumbu 6	PLTP	PLN	20	2024	Rencana
21	Tersebar	PLTBM	Swasta	14	2016-2024	Rencana
22	Kupang	PLTU	Swasta	2x15	2016	Konstruksi
23	Tersebar	PLTS	Swasta	5	2016	Konstruksi
24	Sita - Borong	PLTM	Swasta	1	2016	Konstruksi
25	Wae Roa - Ngada	PLTM	Swasta	0.4	2017	Konstruksi
26	Tersebar	PLTSa	Swasta	1	2019	Rencana
27	Harunda	PLTM	Swasta	1.6	2019	Rencana
28	Tersebar	PLTB	Swasta	20	2019-2023	Rencana
29	Sokoria (FTP 2)	PLTP	Swasta	30	2020-2023	Pengadaan
30	Tersebar	PLTS	Swasta	20	2020-2023	Rencana
31	Oka Ile Ange (FTP 2)	PLTP	Swasta	10	2024	Rencana
32	Tersebar	PLTP	Swasta	5	2024	Rencana
33	Atadei (FTP 2)	PLTP	Swasta	5	2025	Rencana
34	Timor 1 (Load Follower)	PLTMG	Unallocated	40	2022	Rencana
35	Timor 2	PLTU	Unallocated	2x50	2023/24	Rencana
	JUMLAH			**737**		

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV di Provinsi NTT dilaksanakan di tiga pulau besar yaitu pulau Flores, pulau Timor dan pulau Sumba 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, pulau Timor dan pulau Sumba, jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun adalah 1.924 kms dengan kebutuhan dana investasi sekitar US$ 284 juta sesuai Tabel C17.4.

Tabel C17.4 Pembangunan SUTT 150 kV dan 70 kV

No.	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS PROYEK
1	Maulafa	Naibonat	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	62	2016	Konstruksi
2	Naibonat	Nonohonis/Soe	70 kV	2 cct, 1 x ACSR 152/25 (Ostrich)	102	2016	Konstruksi
3	Kefamenanu	Atambua	70 kV	2 cct, 1 HAWK	150	2016	Konstruksi
4	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, 1 HAWK	36	2016	Konstruksi
5	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2016	Konstruksi
6	Kefamenanu	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, 1 HAWK	90	2016	Konstruksi
7	Ropa	Bajawa	70 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2016	Konstruksi
8	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	120	2016	Konstruksi
9	PLTP Ulumbu	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	40	2016	Konstruksi
10	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, 1 HAWK	170	2016	Konstruksi
11	PLTMG Kupang Peaker	GI Bolok	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Rencana
12	GI Bolok	GI Tenau	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	30	2017	Rencana
13	PLTMG Kupang Peaker	GI Maulafa	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	50	2017	Rencana
14	PLTMG Kupang Peaker	GI Naibonat	150 kV	2 cct, 2 ZEBRA	70	2017	Rencana
15	Maumere	PLTMG Maumere Peaker	150 kV	2 cct, 1 ZEBRA	56	2017	Rencana
16	GI Maulafa	GI Kupang/Maulafa Baru	150 kV	2 cct, 2 HAWK	10	2018	Rencana
17	GI Aesesa	Inc. 1 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2018	Rencana
18	GI Borong	Inc. 1 phi (Ruteng-Bajawa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2018	Rencana
19	PLTP Mataloko	Inc. 2 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2019	Rencana
20	GI Waingapu	PLTMG Sumba	150 kV	2 cct, 1 HAWK	30	2019	Rencana
21	PLTMG Sumba	GI Waitabula	150 kV	2 cct, 1 HAWK	190	2019	Rencana
22	PLTA Wae Racang	Ruteng	70 kV	2 cct, 1 HAWK	66	2020	Rencana
23	PLTP Sokoria	Incomer 1 phi (Ropa-Ende)	70 kV	2 cct, 1 HAWK	20	2020	Rencana
24	PLTMG Maumere Peaker	Larantuka	150 kV	2 cct, 1 ZEBRA	212	2021	Rencana
	Total				1924		

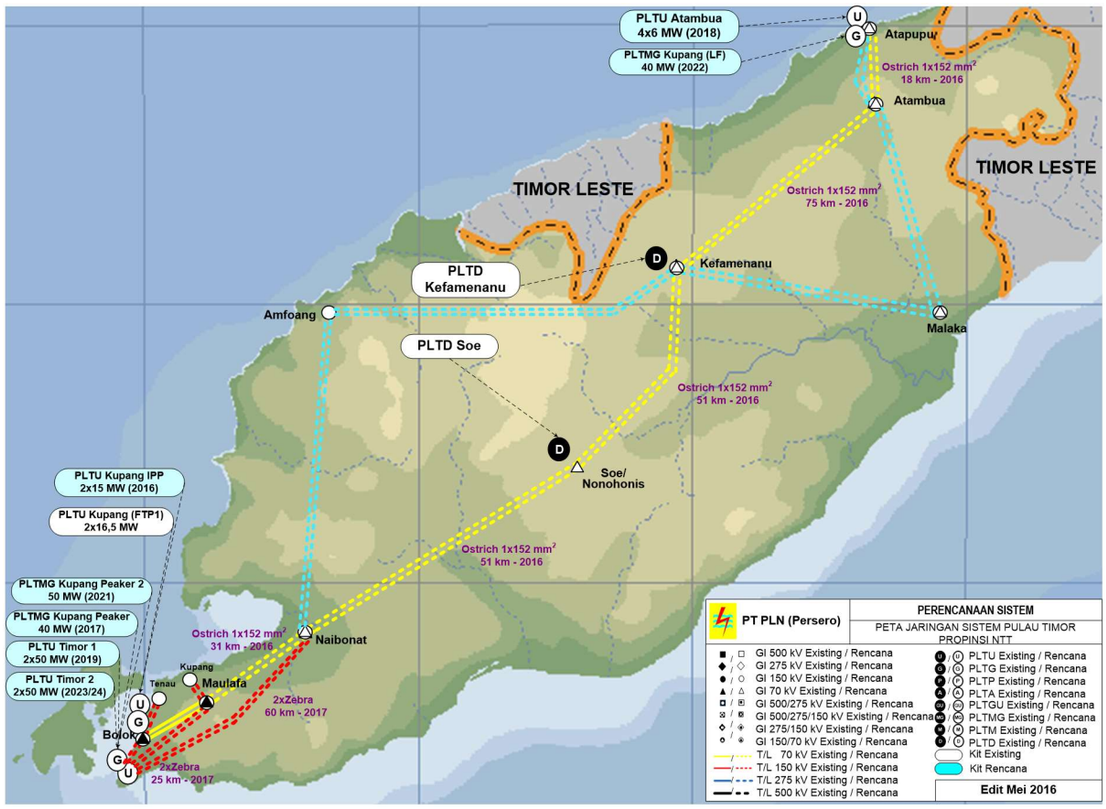
Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor, Flores dan pulau Sumba sebagaimana Gambar C17.1, C17.2 dan C17.3.

Pengembangan GI

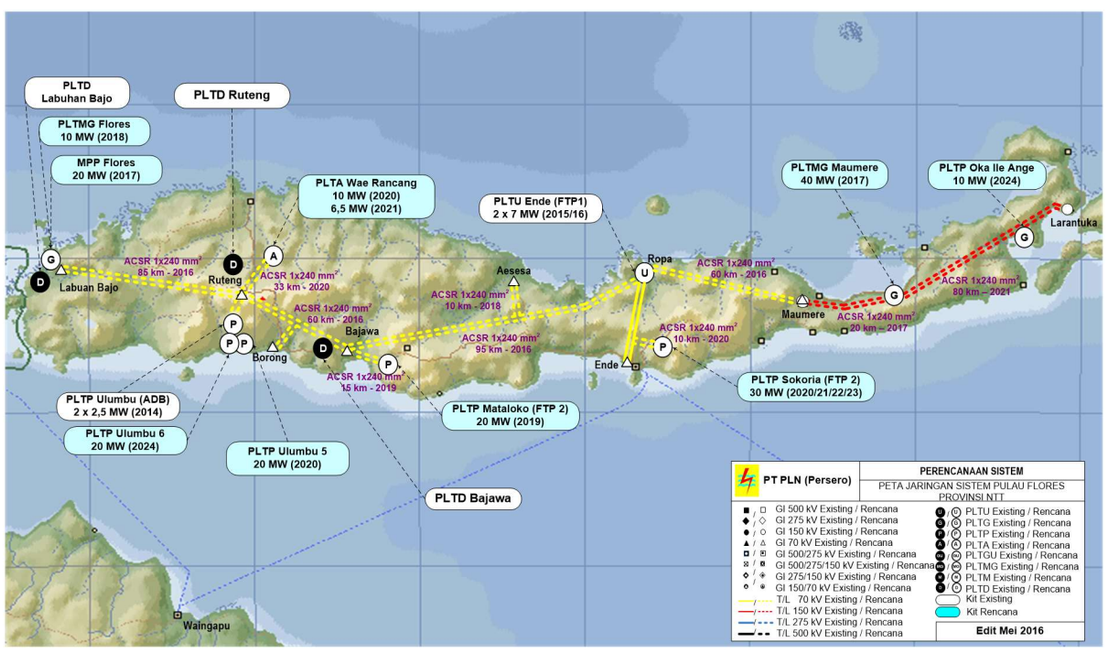
Seiring dengan rencana pembangunan jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV, juga direncanakan pembangunan gardu induk untuk menyalurkan daya ke beban distribusi. Sampai dengan tahun 2025 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas total trafo GI mencapai 1.210 MVA dengan dana investasi yang dibutuhkan sekitar US$ 87 juta belum termasuk dana investasi untuk pembangunan GI pembangkit, sebagaimana dalam Tabel C17.5.

Tabel C17.5 Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV di NTT

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	BARU/ EKSTENSION	KAP. (MVA)	COD	STATUS PROYEK
	NEW					
1	Naibonat	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
2	Nonohonis	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
3	Kefamenanu	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
4	Atambua	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
5	Atapupu	70/20 kV	New	10	2016	Konstruksi
6	Labuan Bajo	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
7	Bajawa	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
8	Maumere	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
9	Ruteng	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
10	Ulumbu	70/20 kV	New	20	2016	Konstruksi
11	Bolok (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
12	Naibonat (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
13	PLTMG Kupang Peaker/Penaf	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
14	Maumere (IBT)	150/70 kV	NEW	60	2017	Rencana
15	Tenau	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
16	Maumere Baru (Town Feeder)	150/20 kV	New	20	2017	Rencana
17	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
18	Aesesa	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
19	Borong	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
20	Waingapu	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
21	Waitabula	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
22	Larantuka	70/20 kV	New	30	2020	Rencana
	EKSTENSION					
23	So'e / Nonohonis	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
24	Kefamenanu	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2016	Konstruksi
25	Ende	70/20 kV	Extension	20	2016	Rencana
26	Maulafa	70/20 kV	Extension	30	2016	Rencana
27	Ruteng	70/20 kV	Extension	30	2017	Rencana
28	Bolok	70/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
29	Atambua	70/20 kV	Extension	30	2018	Rencana
30	Naibonat	70/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
31	Nonohonis	70/20 kV	Extension	30	2019	Rencana
32	Ropa	70/20 kV	Extension	20	2020	Rencana
33	Ende	70/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
34	Bajawa	70/20 kV	Extension	30	2020	Rencana
35	Tenau	150/20 kV	Extension	60	2020	Rencana
36	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	Extension	60	2022	Rencana
37	Maulafa	150/20 kV	Extension	30	2022	Rencana
38	Maumere	150/20 kV	Extension	60	2023	Rencana
39	Kefamenanu	70/20 kV	Extension	30	2023	Rencana
	Total			1210		



Gambar C17.1 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Timor



Gambar C17.2 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Flores



Gambar C17.3 Peta rencana jaringan 150 kV Pulau Sumba

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, selama 2016-2025 direncanakan akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 694 ribu. Untuk mendukung program penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM sepanjang 3.821 kms, JTR sekitar 3.404 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 282 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel C17.6.

Tabel C17.6 Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2016	353	313	24	92,208
2017	369	309	25	60,704
2018	353	313	24	62,529
2019	406	340	30	63,453
2020	419	351	31	65,021
2021	377	335	28	67,087
2022	391	348	29	68,542
2023	405	360	29	69,952
2024	367	373	30	71,576
2025	380	363	31	73,210
2016-2025	3,821	3,404	282	694,283

C17.4 Pengembangan PLTS dan EBT Lainnya

Memperhatikan potensi radiasi sinar matahari di NTT dengan waktu dan intensitas penyinaran yang cukup baik, 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 PLTS *On Grid* dengan kapasitas sekitar 15 MW tersebar di 9 lokasi diantaranya pada sistem kelistrikan daratan Pulau Timor, Pulau Flores, Pulau Alor, Pulau Rote, dan di sistem kelistrikan Oulau 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 dibeberapa 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 2025 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$)
2016	834	1,149	183	48	240	1,080	254
2017	941	1,260	206	131	320	226	225
2018	1,044	1,364	228	48	180	60	104
2019	1,157	1,487	252	193	120	250	329
2020	1,259	1,589	274	25	170	86	113
2021	1,369	1,700	297	67	0	212	134
2022	1,485	1,818	322	50	90	0	96
2023	1,608	1,944	348	80	90	0	189
2024	1,739	2,078	376	90	0	0	176
2025	1,877	2,222	405	5	0	0	46
Jumlah				737	1,210	1,914	1,667

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 lebih tinggi daripada realisasi:

   - Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih banyak dari pada yang dibutuhkan. Pembangkit dioperasikan pada CF rendah, atau bahkan sebagian tidak dioperasikan. Dalam hal pembangkit IPP, PLN dapat terkena penalti pengambilan energi minimum. Transmisi dan distribusi juga berbeban rendah.
   - Pendapatan dari penjualan listrik lebih rendah daripada yang direncanakan, sehingga tidak cukup untuk membayar pinjaman (pokok berikut bunganya) yang dilakukan untuk mendanai proyek pembangkit, transmisi dan distribusi.
   - Menimbulkan kecurigaan pada *stakeholders*, yaitu PLN dianggap 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 lebih rendah 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 70 per ton, harga gas alam USD 7 per mmbtu dan harga *crude oil* USD 70 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 proses 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.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

SUDIRMAN SAID

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

Hufron Asrofi