



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

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

NOMOR : 1415 K/20/MEM/2017

TENTANG

**PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2017 S.D. 2026**

DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa percepatan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan termasuk pembangunan pembangkit 35.000 MW dan jaringan transmisi sepanjang 48.000 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 2016 s.d. 2025 dalam rancangan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2017 s.d. 2026;

- 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 2017 s.d. 2026;

- 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) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 105 Tahun 2016 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 68 Tahun 2015 tentang Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2016 Nomor 289);
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) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 14 Tahun 2017 tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 4 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 27);
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 0374/REN.06.01/DIRUT/2017 tanggal 23 Februari 2017 dan Nomor 0497/REN.06.01/DIRUT/2017 tanggal 13 Maret 2017 perihal Permohonan Pengesahan RUPTL PT PLN (Persero) 2017-2026;

MEMUTUSKAN:

- Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) TAHUN 2017 S.D. 2026.
- KESATU : Mengesahkan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2017 s.d. 2026, selanjutnya disebut RUPTL PT PLN (Persero) 2017 s.d. 2026, sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.
- KEDUA : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib menyebarluaskan RUPTL PT PLN (Persero) 2017 s.d. 2026 kepada masyarakat dan menyampaikan laporan perkembangan pelaksanaan RUPTL PT PLN (Persero) 2017 s.d. 2026 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 PT PLN (Persero) 2017 s.d. 2026 dan menyampaikan perubahannya kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral untuk memperoleh pengesahan.
- KEEMPAT : PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) wajib mengutamakan pembangunan Pembangkit Listrik Mulut Tambang dan pembangunan Pembangkit Listrik Gas Bumi di mulut sumur (*wellhead*) sepanjang sumber energi dimaksud tersedia di Wilayah Usaha yang dikembangkan dalam RUPTL PT PLN (Persero) 2017 s.d. 2026 sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU.

- KELIMA : Pada saat Keputusan Menteri ini mulai berlaku, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 5899 K/20/MEM/2016 tanggal 10 Juni 2016 tentang Pengesahaan Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2016 s.d. 2025 dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.
- KEENAM : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 29 Maret 2017

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

IGNASIUS JONAN

Tembusan:

1. Menteri Koordinator Bidang Kemaritiman
2. Menteri Koordinator Bidang Perekonomian
3. Menteri Dalam Negeri
4. Menteri Keuangan
5. Menteri 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,



LAMPIRAN

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR : 1415 K/20/MEM/2017

TANGGAL : 29 Maret 2017

TENTANG

PENGESAHAN RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA
LISTRIK PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2017 S.D. 2026

RENCANA USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO)
TAHUN 2017 S.D. 2026

KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

DAFTAR ISI	i
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiv
SINGKATAN DAN KOSAKATA.....	xvi
BAB I.....	I-1
PENDAHULUAN.....	I-1
1.1. Latar Belakang.....	I-1
1.2. Landasan Hukum	I-2
1.3. Visi dan Misi Perusahaan.....	I-3
1.4. Tujuan dan Sasaran Penyusunan RUPTL	I-3
1.5. Proses Penyusunan RUPTL dan Penanggungjawabnya	I-4
1.6. Ruang Lingkup dan Wilayah Usaha.....	I-7
1.7. Sistematika Dokumen RUPTL	I-10
BAB II	II-1
STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK	II-1
2.1. Strategi untuk melayani Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik.....	II-1
2.2. Strategi Pengembangan Kapasitas Pembangkit.....	II-2
2.3. Strategi Pengembangan Transmisi dan GI	II-8
2.4. Strategi Pengembangan SISTEM Distribusi	II-11
2.5. Strategi elektrifikasi desa yang belum berlistrik (Pengembangan Listrik Perdesaan)	II-11
2.6. strategi penyelesaian proyek ex-apbn dan proyek-proyek terkendala ..	II-13
2.7. strategi penurunan emisi gas rumah kaca.....	II-14
BAB III	III-1
STRATEGI PEMANFAATAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT).....	III-1
3.1 strategi pemanfaatan Energi Baru dan Terbarukan	III-1
3.2 potensi Energi Baru dan Terbarukan	III-4

3.3	Panas Bumi	III-5
3.4	Tenaga Air	III-6
3.5	PLTM/MH	III-8
3.6	PLTS	III-9
3.7	Biomassa	III-10
3.8	PLT Bayu	III-11
3.9	Energi Kelautan	III-12
3.10	<i>Coal Bed Methane (CBM)</i>	III-12
3.11	<i>Coal Slurry (batubara tercairkan) dan coal gasification (batubara tergaskan)</i>	III-12
3.12	Nuklir	III-13
BAB IV		IV-1
KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK.....		IV-1
4.1	kondisi Penjualan Tenaga Listrik.....	IV-1
4.1.1	Realisasi Penjualan Tenaga Listrik	IV-1
4.1.2	Jumlah Pelanggan	IV-3
4.1.3	Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp).....	IV-5
4.2	Kondisi Sistem Pembangkitan	IV-7
4.2.1.	Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit.....	IV-7
4.2.2.	Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit.....	IV-8
4.2.3.	Realisasi Jumlah Unit Pembangkit	IV-10
4.2.4.	Realisasi Produksi Tenaga Listrik	IV-12
4.2.5.	Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer	IV-14
4.3	Kondisi Sistem Transmisi.....	IV-15
4.3.1.	Realisasi Panjang Jaringan Transmisi	IV-15
4.3.2.	Realisasi Susut Transmisi	IV-15
4.3.3.	Realisasi Kapasitas Trafo GI	IV-15
4.3.4.	Realisasi Pemakaian Sendiri GI	IV-16
4.3.5.	Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik	IV-16
4.4	Kondisi Sistem Distribusi.....	IV-16
4.4.1.	Realisasi Sistem Distribusi	IV-16
4.4.2.	Realisasi SAIDI dan SAIFI.....	IV-17
4.5	Penanggulangan Jangka Pendek	IV-17
4.6	Penanggulangan Jangka Menengah Tahun 2017-2020.....	IV-19
4.6.1.	Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera	IV-19
4.6.2.	Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali	IV-20

4.6.3. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Indonesia Timur	IV-22
---	-------

BAB V.....V-1

KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI PRIMER V-1

5.1. Batubara	V-1
5.2. Gas BUMI	V-10
5.2.1. LNG (<i>Liquefied Natural Gas</i>) dan Mini-LNG	V-15
5.2.2. CNG (<i>Compressed Natural Gas</i>).....	V-19

BAB VIVI-1

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK TAHUN 2017-2026 VI-1

6.1. Kriteria Perencanaan.....	VI-1
6.1.1. Perencanaan Pembangkit	VI-1
6.1.2. Perencanaan Transmisi	VI-3
6.1.3. Perencanaan Distribusi	VI-5
6.2. Perubahan-Perubahan Terhadap Ruptl 2016-2025	VI-9
6.2.1 Perubahan untuk Regional Sumatera	VI-9
6.2.2 Perubahan untuk Jawa-Bali.....	VI-11
6.2.3 Perubahan untuk Regional Kalimantan	VI-12
6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-13
6.2.5 Perubahan untuk Regional Maluku dan Papua.....	VI-15
6.3. proyeksi penjualan Tenaga Listrik.....	VI-16
6.3.1. Pertumbuhan Ekonomi	VI-17
6.3.2. Pertumbuhan Penduduk	VI-18
6.3.3. Tarif Listrik	VI-18
6.3.4. Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan	VI-19
6.3.5. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik	VI-26
6.4. Proyeksi Jumlah Pelanggan.....	VI-27
6.5. Perencanaan Pembangkitan Tenaga Listrik	VI-28
6.5.1. Kategorisasi Kandidat Pembangkit.....	VI-28
6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Tahap 1	VI-30
6.5.3. Program Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2.....	VI-31
6.5.4. Program Pembangunan Ketenagalistrikan 35.000 MW	VI-33
6.5.5. Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP)	VI-35
6.5.6. Program Kerjasama Pemerintah dengan Badan Usaha dalam Penyediaan Infrastruktur berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 38 Tahun 2015.	VI-36

6.5.7. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang.....	VI-36
6.5.8. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia	VI-37
6.5.9. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Regional Sumatera	VI-38
6.5.10. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit di Jawa Bali	VI-48
6.5.11. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Regional Kalimantan.....	VI-54
6.5.12. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-60
6.5.13. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Maluku dan Papua	VI-67
6.6. Proyeksi Bauran Energi (<i>ENERGY MIX</i>) PEMBANGKITAN.....	VI-70
6.6.1. Sasaran Bauran Energi Indonesia	VI-70
6.6.2. Sasaran Bauran Energi Regional Sumatera	VI-73
6.6.3. Sasaran Bauran Energi Jawa-Bali	VI-75
6.6.4. Sasaran Bauran Energi Regional Kalimantan	VI-77
6.6.5. Sasaran Bauran Energi Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-79
6.6.6. Sasaran Bauran Energi Regional Maluku dan Papua	VI-81
6.7. Proyeksi Emisi gas rumah kaca (GRK).....	VI-83
6.8. Proyek Pendanaan Karbon	VI-91
6.9. Perencanaan Jaringan Transmisi dan Gardu Induk	VI-92
6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sumatera	VI-93
6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa-Bali	VI-96
6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Kalimantan	VI-101
6.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-103
6.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Maluku dan Papua.....	VI-108
6.10. Pengembangan Sistem Distribusi	VI-110
6.10.1 Regional Sumatera	VI-111
6.10.2 Jawa-Bali	VI-111
6.10.3 Regional Kalimantan	VI-111
6.10.4 Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-112
6.10.5 Regional Maluku dan Papua	VI-112
6.11. Pengembangan Listrik Perdesaan dan Desa Berlistrik	VI-113
6.12. Pengembangan Sistem Kecil Tersebar (s.d. 10 MW)	VI-114

BAB VII	VII-1
BIAYA POKOK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK	VII-1
BAB VIII	VIII-1
KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN	VIII-1
8.1. Sumber Pendanaan dan Kemampuan Keuangan PLN.....	VIII-1
8.2. Kemampuan Finansial Korporat untuk Berinvestasi.....	VIII-2
8.2.1 Kemampuan Finansial Korporat.....	VIII-2
8.2.2 Pengembangan Model Bisnis Kerjasama PLN dan Pihak Ketiga Non-IPP	VIII-2
BAB IX	IX-1
ANALISIS RISIKO	IX-1
9.1. Profil Risiko Jangka panjang.....	IX-1
9.2. Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang.....	IX-4
9.3. Mitigasi Risiko	IX-5
BAB X	X-1
KESIMPULAN	X-1
DAFTAR PUSTAKA.....	XI-1

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR BAB I

Gambar 1.1 Proses Penyusunan RUPTL	I-6
Gambar 1.2 Peta Wilayah Usaha PT PLN (Persero)	I-10

GAMBAR BAB VI

Gambar 6.1 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik.....	VI-27
Gambar 6.2 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh).....	VI-71
Gambar 6.3 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh).....	VI-73
Gambar 6.4 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Jawa-Bali (GWh)	VI-76
Gambar 6.5 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh).....	VI-78
Gambar 6.6 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (GWh)	VI-80
Gambar 6.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)	VI-82
Gambar 6.8 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)	VI-85
Gambar 6.9 Proyeksi <i>Operating Margin Emission Factor</i> CO ₂ untuk Berbagai Skenario EBT.....	VI-86
Gambar 6.10 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT.....	VI-86
Gambar 6.11 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar pada Regional Sumatera	VI-87
Gambar 6.12 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa Bali	VI-88
Gambar 6.13 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan	VI-89
Gambar 6.14 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-90
Gambar 6.15 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua	VI-91
Gambar 6.16 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2017-2026	VI-93
Gambar 6.17 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2017-2026	VI-97
Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2017-2026	VI-102

Gambar 6.19 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2017-2026	VI-106
Gambar 6.20 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2017-2026	VI-107
Gambar 6.21 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2017-2026	VI-108
Gambar 6.22 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2017-2026	VI-109
Gambar 6.23 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2017-2026	VI-110

GAMBAR BAB IX

Gambar 9.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025	IX-5
--	------

DAFTAR TABEL

TABEL BAB I

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL.....	I-7
--	-----

TABEL BAB III

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan	III-4
Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)	III-5
Tabel 3.3 Sebaran Potensi Panas Bumi per Pulau.....	III-5
Tabel 3.4 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan <i>Masterplan Of Hydro Power Development</i>	III-7
Tabel 3.5 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut.....	III-7
Tabel 3.6 Potensi Tenaga Surya yang Perlu Kajian Lebih Lanjut	III-10

TABEL BAB IV

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (TWh)	IV-1
Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (TWh)	IV-2
Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali (TWh)	IV-2
Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (TWh).....	IV-2
Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi dan Nusa Tenggara (TWh)	IV-3
Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku dan Papua (TWh)	IV-3
Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia	IV-3
Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera	IV-4
Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali.....	IV-4
Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan	IV-4
Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi & Nusa Tenggara	IV-4
Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua	IV-5
Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik	IV-5
Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera	IV-5
Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali	IV-6
Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan	IV-6
Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi & Nusa Tenggara	IV-6
Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua	IV-7
Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW)	IV-7
Tabel 4.20 Realisasi DMN Pembangkit (MW)	IV-9

Tabel 4.21 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit (MW)	IV-11
Tabel 4.22 Realisasi Produksi Tenaga Listrik (GWh).....	IV-13
Tabel 4.23 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer	IV-14
Tabel 4.24 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms).....	IV-15
Tabel 4.25 Realisasi Susut Transmisi	IV-15
Tabel 4.26 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)	IV-15
Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (Unit)	IV-16
Tabel 4.28 Realisasi Pemakaian Sendiri GI	IV-16
Tabel 4.29 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW)	IV-16
Tabel 4.30 Realisasi Sistem Distribusi.....	IV-16
Tabel 4.31 Realisasi SAIDI dan SAIFI	IV-17
Tabel 4.32 Rencana Pengembangan Pembangkit di Jawa-Bali Tahun 2019-2020	IV-21

TABEL BAB V

Tabel 5.1. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2016.....	V-1
Tabel 5.2. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2015.	V-2
Tabel 5.3. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Sesuai dengan SNI 5015 Tahun 2011	V-3
Tabel 5.4 Lokasi Lelang Pasokan LNG untuk Pembangkit.....	V-18

TABEL BAB VI

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2017-2026 terhadap RUPTL 2016-2025	VI-9
Tabel 6.2 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sumatera	VI-9
Tabel 6.3 Tambahan Proyek Baru di Sumatera.....	VI-10
Tabel 6.4 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Jawa-Bali	VI-11
Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2017-2026	VI-11
Tabel 6.6 Tambahan Proyek Baru di Jawa-Bali.....	VI-12
Tabel 6.7 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Kalimantan	VI-12
Tabel 6.8 Tambahan Proyek Baru di Kalimantan	VI-13
Tabel 6.9 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Sulawesi dan Nusa Tenggara.....	VI-14
Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi dan Nusa Tenggara.....	VI-14

Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku dan Papua.....	VI-15
Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Maluku dan Papua.....	VI-15
Tabel 6.13 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia)	VI-19
Tabel 6.14 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)	VI-20
Tabel 6.15 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Bali)	VI-21
Tabel 6.16 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Kalimantan)	VI-22
Tabel 6.17 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi & Nusa Tenggara).....	VI-23
Tabel 6.18 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku & Papua).....	VI-24
Tabel 6.19 Asumsi/Target (Indonesia)	VI-25
Tabel 6.20 Asumsi/Target (Sumatera)	VI-25
Tabel 6.21 Asumsi/Target (Jawa-Bali)	VI-25
Tabel 6.22 Asumsi/Target (Kalimantan)	VI-25
Tabel 6.23 Asumsi/Target (Sulawesi & Nusa Tenggara)	VI-25
Tabel 6.24 Asumsi/Target (Maluku & Papua)	VI-26
Tabel 6.25 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh).....	VI-26
Tabel 6.26 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh).....	VI-26
Tabel 6.27 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali (GWh)	VI-26
Tabel 6.28 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh).....	VI-26
Tabel 6.29 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi & Nusa Tenggara (GWh)	VI-27
Tabel 6.30 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua (GWh).....	VI-27
Tabel 6.31 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)	VI-28
Tabel 6.32 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)	VI-28
Tabel 6.33 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali (ribu pelanggan).....	VI-28
Tabel 6.34 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)	VI-28
Tabel 6.35 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi & Nusa Tenggara (ribu pelanggan)	VI-28
Tabel 6.36 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua (ribu pelanggan) .	VI-28
Tabel 6.37 Asumsi Harga Bahan Bakar	VI-29
Tabel 6.38 Daftar Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW	VI-30
Tabel 6.39 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2 .	VI-32

Tabel 6.40 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)	VI-38
Tabel 6.41 Kebutuhan Pembangkit Regional Sumatera (MW)	VI-39
Tabel 6.42. Neraca Daya Sistem Sumbagut Tahun 2017-2026.....	VI-40
Tabel 6.43. Neraca Daya Sistem Sumbagselteng Tahun 2017-2026	VI-42
Tabel 6.44. Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2017-2026.....	VI-44
Tabel 6.45 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa-Bali (MW).....	VI-48
Tabel 6.46 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2017-2026	VI-50
Tabel 6.47 <i>Regional Balance</i> Sistem Jawa Bali Tahun 2015	VI-54
Tabel 6. 48 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan (MW)	VI-55
Tabel 6.49 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2017-2026	VI-56
Tabel 6.50 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2017-2026	VI-58
Tabel 6.51 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (MW)	VI-60
Tabel 6.52 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2017-2026.....	VI-61
Tabel 6.53 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2017-2026.....	VI-63
Tabel 6.54 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2017-2026	VI-65
Tabel 6.55 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2017-2026.....	VI-66
Tabel 6.56 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua (MW)	VI-67
Tabel 6.57 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2017-2026.....	VI-68
Tabel 6.58 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2017-2026	VI-69
Tabel 6.59 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh).....	VI-71
Tabel 6.60 Komposisi <i>Energi Mix</i> Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%)	VI-71
Tabel 6.61 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia.....	VI-72
Tabel 6.62 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh).....	VI-73
Tabel 6.63 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Sumatera	VI-74
Tabel 6.64 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sumatera.....	VI-74
Tabel 6.65 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Jawa-Bali (GWh)	VI-75
Tabel 6.66 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa-Bali	VI-76
Tabel 6.67 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa-Bali.....	VI-77
Tabel 6.68 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh).....	VI-77

Tabel 6.69 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Kalimantan	VI-78
Tabel 6.70 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Kalimantan	VI-79
Tabel 6.71 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (GWh)	VI-79
Tabel 6.72 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-80
Tabel 6.73 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-81
Tabel 6.74 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)	VI-81
Tabel 6.75 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Maluku dan Papua.....	VI-82
Tabel 6.76 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Maluku dan Papua	VI-83
Tabel 6.77 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)	VI-85
Tabel 6.78 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera)	VI-87
Tabel 6.79 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa-Bali).....	VI-88
Tabel 6.80 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan)	VI-89
Tabel 6.81 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi dan Nusa Tenggara)	VI-90
Tabel 6.82 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku dan Papua)..	VI-91
Tabel 6.83 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi Indonesia (kms).....	VI-92
Tabel 6.84 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA)	VI-93
Tabel 6.85 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms)	VI-96
Tabel 6.86 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA)	VI-96
Tabel 6.87 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa-Bali (kms)	VI-98
Tabel 6.88 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa-Bali (MVA)	VI-98
Tabel 6.89 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms)	VI-102
Tabel 6.90 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Kalimantan (MVA)	VI-102
Tabel 6.91 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi dan Nusa Tenggara (kms).....	VI-104

Tabel 6.92 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi dan Nusa Tenggara (MVA)	VI-104
Tabel 6.93 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku dan Papua (kms).....	VI-109
Tabel 6.94 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Maluku dan Papua (MVA).....	VI-109
Tabel 6.95 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia	VI-111
Tabel 6.96 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sumatera	VI-111
Tabel 6.97 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Jawa-Bali	VI-111
Tabel 6.98 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Kalimantan	VI-112
Tabel 6.99 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara	VI-112
Tabel 6.100 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Maluku dan Papua	VI-112
Tabel 6.101 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2017-2026	VI-113
Tabel 6.102 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2017-2026 (Juta Rp)	VI-114
Tabel 6.103 Rekap Sebaran Lokasi 2.510 Desa Belum Berlistrik	VI-114

DAFTAR LAMPIRAN**LAMPIRAN A****RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI****WILAYAH 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 B**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI****WILAYAH JAWA BALI**

- B1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA**
- B2. PROVINSI BANTEN**
- B3. PROVINSI JAWA BARAT**
- B4. PROVINSI JAWA TENGAH**
- B5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA**
- B6. PROVINSI JAWA TIMUR**
- B7. PROVINSI BALI**

LAMPIRAN C**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN REGIONAL****KALIMANTAN**

- C1. PROVINSI KALIMANTAN BARAT**
- C2. PROVINSI KALIMANTAN SELATAN**
- C3. PROVINSI KALIMANTAN TENGAH**
- C4. PROVINSI KALIMANTAN TIMUR**
- C5. PROVINSI KALIMANTAN UTARA**

LAMPIRAN D

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN REGIONAL SULAWESI
DAN NUSA TENGGARA**

- D1. PROVINSI SULAWESI UTARA**
- D2. PROVINSI SULAWESI TENGAH**
- D3. PROVINSI GORONTALO**
- D4. PROVINSI SULAWESI SELATAN**
- D5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA**
- D6. PROVINSI SULAWESI BARAT**
- D7. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)**
- D8. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)**

LAMPIRAN E

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN REGIONAL MALUKU
DAN PAPUA**

- E1. PROVINSI MALUKU**
- E2. PROVINSI MALUKU UTARA**
- E3. PROVINSI PAPUA**
- E4. PROVINSI PAPUA BARAT**

LAMPIRAN F. ANALISIS RISIKO

SINGKATAN DAN KOSAKATA

ADB	: <i>Air Dried Basis</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>inherent moisture</i> saja
ASEAN <i>Power Grid</i>	: 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 <i>demand</i> , merupakan besaran kebutuhan tenaga listrik yang dinyatakan dengan MWh, MW atau MVA tergantung kepada konteksnya
Beban puncak	: Atau <i>peak load / peak demand</i> , adalah nilai tertinggi dari langgam beban suatu sistem kelistrikan dinyatakan dengan MW
Bcf	: <i>Billion cubic feet</i>
BPP	: Biaya Pokok Penyediaan
BTU	: <i>British Thermal Unit</i>
<i>Capacity balance</i>	: Neraca yang memperlihatkan keseimbangan kapasitas sebuah gardu induk dengan beban puncak pada area yang dilayani oleh gardu induk tersebut, dinyatakan dalam MVA
<i>Captive power</i>	: Daya listrik yang dibangkitkan sendiri oleh pelanggan, umumnya pelanggan industri dan komersial
CCS	: <i>Carbon Capture and Storage</i>
CCT	: <i>Clean Coal Technology</i>
CDM	: <i>Clean Development Mechanism</i> atau MPB Mekanisme Pembangunan Bersih
CNG	: <i>Compressed Natural Gas</i>
COD	: <i>Commercial Operating Date</i>

<i>Committed Project</i>	: Proyek yang telah jelas pengembang serta pendanaannya
Daya mampu	: Kapasitas nyata suatu pembangkit dalam menghasilkan MW
Daya terpasang	: Kapasitas suatu pembangkit sesuai dengan <i>name plate</i>
DAS	: Daerah Aliran Sungai
<i>Diameter (Dia)</i>	: Terkait kapasitas gardu induk dengan konfigurasi <i>one-half-breaker</i>
DMO	: <i>Domestic Market Obligation</i>
EBITDA	: <i>Earning Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization</i>
ERPA	: <i>Emission Reduction Purchase Agreement</i>
<i>Excess power</i>	: Kelebihan energi listrik dari suatu <i>captive power</i> yang dapat dibeli oleh PLN
FSRU	: <i>Floating Storage and Regasification Unit</i>
GAR	: <i>Gross As Received</i> , merupakan nilai kalori batubara yang memperhitungkan <i>total moisture</i>
GRK	: Gas Rumah Kaca
HELE	: <i>High Efficiency, Low Emission</i>
HSD	: <i>High Speed Diesel Oil</i>
HVDC	: <i>High Voltage Direct Current</i>
IBT	: <i>Interbus Transformer</i> , yaitu trafo penghubung dua sistem transmisi yang berbeda tegangan, seperti trafo 500/150 kV dan 150/70 kV
IGCC	: <i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
IPP	: <i>Independent Power Producer</i>
JTM	: Jaringan Tegangan Menengah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 20 kV
JTR	: Jaringan Tegangan Rendah adalah saluran distribusi listrik bertegangan 220 V
kmr	: kilometer-route, menyatakan panjang jalur saluran transmisi
kms	: kilometer-sirkuit, menyatakan panjang konduktor saluran transmisi
<i>Life Extension</i>	: Program rehabilitasi suatu unit pembangkit yang umur teknisnya mendekati akhir
LNG	: <i>Liquified Natural Gas</i>

LOLP	: <i>Loss of Load Probability</i> , suatu indeks keandalan sistem pembangkitan yang biasa dipakai pada perencanaan kapasitas pembangkit
<i>Load factor</i>	: Faktor beban, merupakan rasio antara MW rata-rata dan MW puncak
MFO	: <i>Marine Fuel Oil</i>
MMBTU	: <i>Million Metric BTU</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur kalori gas
<i>Mothballed</i>	: Pembangkit yang tidak dioperasikan namun tetap dipelihara, tidak diperhitungkan dalam <i>reserve margin</i>
MP3EI	: Master Plan Percepatan dan Perluasan Pembangunan Ekonomi Indonesia
MMSCF	: <i>Million Metric Standard Cubic Feet</i> , satuan yang biasa digunakan untuk mengukur volume gas pada tekanan dan suhu tertentu
MMSCFD	: <i>Million Metric Standard Cubic Feet per Day</i>
MPP	: Mobile Power Plant, pembangkit listrik yang bisa <i>mobile</i> dengan tipe <i>Barge Mounted</i> , <i>Truck mounted</i> dan
Neraca daya	: <i>Container</i> Neraca yang menggambarkan keseimbangan antara beban puncak dan kapasitas pembangkit
<i>Non Coincident Peak Load</i>	: Jumlah beban puncak sistem-sistem tidak terinterkoneksi tanpa melihat waktu terjadinya beban puncak
P2TL	: Penertiban Pemakaian Tenaga Listrik, tindakan terhadap penggunaan listrik secara ilegal
<i>Peaker</i>	: 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
<i>Power wheeling</i>	: 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	: <i>Demand forecast</i> , prakiraan pemakaian energi listrik di masa depan
<i>Reserve margin</i>	: Cadangan daya pembangkit terhadap beban puncak, dinyatakan dalam %
Rasio elektrifikasi	: Perbandingan antara jumlah rumah tangga yang berlistrik dan jumlah keseluruhan rumah tangga
SFC	: <i>Specific Fuel Consumption</i>
Tingkat cadangan	: (<i>Reserve margin</i>) adalah besar cadangan daya yang dimiliki oleh perusahaan dalam rangka mengantisipasi beban puncak.
<i>Ultra super critical</i>	: Teknologi PLTU batubara yang beroperasi pada suhu dan tekanan diatas titik kritis air
<i>Unallocated Project</i>	: 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 <i>off-taker</i> sepenuhnya
WKP	: Wilayah Kerja Panas Bumi

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 panjang¹. 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 akan melaksanakan sebuah proyek kelistrikan dengan didasarkan pada perencanaan yang baik. Hal ini penting dilakukan karena keputusan investasi di industri kelistrikan akan dituntut manfaatnya dalam jangka panjang². 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 ketentuan sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Pemerintah Nomor 14 tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014. Penyusunan RUPTL 2017-2026 juga didorong oleh timbulnya kebutuhan untuk memperbaharui RUPTL 2016-2025 setelah memperhatikan realisasi beban tenaga listrik dan realisasi penyelesaian beberapa proyek pembangkit tenaga listrik seperti PLTP, PLTA,

¹Sebagai 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.

PLTU, dan pembangkit lainnya, baik proyek PLN maupun proyek listrik dari Pengembang Pembangkit Listrik (PPL) yang lebih dikenal dengan sebutan *Independent Power Producer (IPP)*, serta indikator lain yang mempengaruhi kondisi pasokan dan kebutuhan tenaga listrik seperti pertumbuhan ekonomi.

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 kerjasama untuk pemanfaatan infrastruktur transmisi baik milik PLN maupun milik swasta melalui skema *power wheeling* sesuai regulasi yang ada. Selain itu juga dimungkinkan pembelian *excess power* sesuai kebutuhan PLN.

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. Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional.
4. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2682 K/21/MEM/2008 tanggal 13 November 2008 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional.
5. Keputusan Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tanggal 27 September 2016 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 keandalan³ yang diinginkan secara *least-cost*.
- Tercapainya bauran energi (*energy-mix*) pembangkitan tenaga listrik 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.

1.5. PROSES PENYUSUNAN RUPTL DAN PENANGGUNGJAWABNYA

Penyusunan RUPTL 2017-2026 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

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

pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan dan jumlah penduduk, inflasi, target rasio elektrifikasi dan target pengembangan EBT. Proyeksi pertumbuhan ekonomi menggunakan angka APBN-P 2016, RAPBN 2017, Kerangka Acuan Ekonomi Makro, Outlook BPPT 2014 dan 2015, serta dengan memperhatikan proyeksi *baseline* pertumbuhan ekonomi dari Bappenas. Angka inflasi menggunakan asumsi inflasi pada Draft RUKN 2015-2034. Proyeksi pertumbuhan dan 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. Angka rasio elektrifikasi mengacu pada target rasio elektrifikasi pada Draft RUKN 2015-2034.

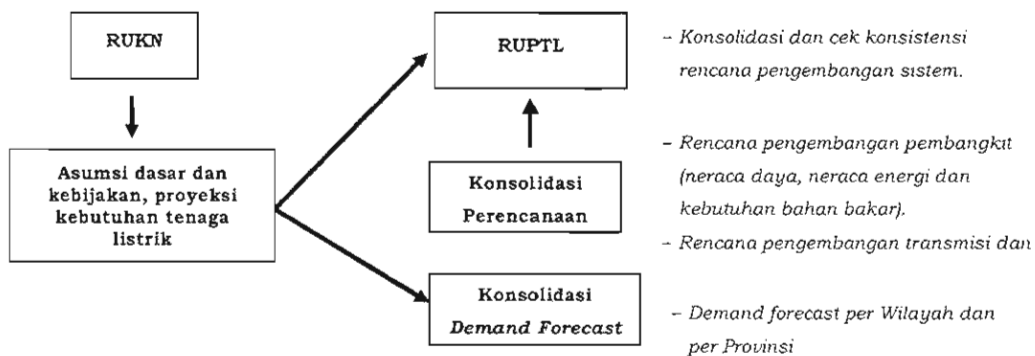
Memperhatikan asumsi-asumsi dasar tersebut, serta data-data realisasi penjualan, daftar tunggu pelanggan besar serta program pemerintah seperti Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), kawasan industri (KI), kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu dan jaringan listrik pos lintas batas Negara (PLBN), 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, dan kemudian 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 COD⁴ proyek-

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

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 dijadikan draft RUPTL. Pengajuan pengesahan RUPTL kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral dilakukan oleh Direksi PLN. 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

Pembagian tanggung jawab penyusunan RUPTL ditunjukkan pada Tabel 1.1.

Tabel 1.1 Pembagian Tanggung Jawab Penyusunan RUPTL

Kegiatan Pokok	P2B/ P3B/Trans	Wilayah	Kit	Distribusi	Pusat
Kebijakan umum dan asumsi	U	U	U	U	E
<i>Demand forecasting</i>		E		E	P
Perencanaan Pembangkitan	S	S	S		P, E*)
Perencanaan Transmisi	E	E			P,E
Perencanaan Distribusi		E		E	P
Perencanaan GI	E	E		E	P,E
Perencanaan Pembangkitan <i>Isolated</i>		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 Kepala Badan Koordinasi Penanaman Modal (BKPM) atas nama Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral sesuai Keputusan No. 25/1/IUPTL/PMDN/2016 tanggal 27 September 2016. 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 2017-2026 ini mencakup seluruh Wilayah Usaha PLN yang ditetapkan dengan Keputusan Kepala BKPM tersebut, kecuali wilayah usaha lain di Indonesia.

RUPTL ini akan menjelaskan rencana pengembangan kelistrikan di seluruh di wilayah usaha PLN. Penyusunan RUPTL dibagi menjadi tujuh regional sesuai organisasi PLN, yaitu Sumatera, Jawa Bagian Barat, Jawa Bagian Tengah, Jawa Bagian Timur dan Bali, Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara, serta Maluku dan Papua. 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. Namun khusus untuk tiga Regional di Jawa-Bali tetap menjadi satu karena merupakan satu kesatuan sistem Jawa-Bali.

Regional Sumatera

Regional usaha di Sumatera meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sumatera dan pulau-pulau disekitarnya antara lain Bangka-Belitung, Kepulauan Riau kecuali pulau Batam.

Regional 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.

Regional Jawa Bagian Barat

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Barat dilayani oleh PLN Distribusi Jakarta Raya dan PLN Distribusi Banten. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Barat. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Jawa Bagian Tengah

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Tengah dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Barat dan PLN Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY). PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit Transmisi Jawa Bagian Tengah. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati, PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Jawa Bagian Timur dan Bali

Wilayah usaha di Regional Jawa Bagian Timur dan Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali. PLN Distribusi hanya mengelola jaringan distribusi, pelanggan serta pembangkit skala kecil dan *isolated*. Pengelolaan jaringan transmisi dan GI dilakukan oleh PLN P2B dan PLN Unit

Transmisi Jawa Bagian Timur dan Bali. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PT Indonesia Power dan PT Pembangkitan Jawa Bali.

Regional Kalimantan

Regional usaha di Kalimantan meliputi Wilayah usaha PLN di Pulau Kalimantan dan pulau-pulau kecil di sekitarnya termasuk Tarakan. Wilayah usaha ini dilayani oleh PLN Wilayah Kalimantan Barat, PLN Wilayah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah dan PLN Wilayah Kalimantan Timur dan Kalimantan Utara. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada dibawah PLN Wilayah.

Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Regional usaha di Sulawesi dan Nusa Tenggara meliputi wilayah usaha PLN di Pulau Sulawesi dan pulau-pulau kecil di sekitarnya, Nusa Tenggara Barat dan Nusa Tenggara Timur. Wilayah usaha di Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara dilayani oleh PLN Wilayah Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo dan PLN Wilayah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat. Pengelolaan pembangkit, jaringan transmisi dan GI, jaringan distribusi dan pelanggan berada dibawah PLN Wilayah.

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

Regional Maluku dan Papua

Regional usaha di Maluku dan Papua meliputi wilayah usaha PLN di Kepulauan Maluku dan Papua. Kepulauan Maluku dilayani oleh PLN Wilayah Maluku & Maluku Utara, sedangkan wilayah usaha PLN di Papua dilayani oleh PLN Wilayah Papua & Papua Barat. PLN wilayah mengelola pembangkit, transmisi, jaringan distribusi dan pelanggan.

Peta wilayah usaha PLN diperlihatkan pada Gambar 1.2.

1.7. SISTEMATIKA DOKUMEN RUPTL

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

BAB II**STRATEGI PENGEMBANGAN INFRASTRUKTUR PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK DAN PENJUALAN TENAGA LISTRIK**

Pengembangan sarana ketenagalistrikan dalam RUPTL 2017-2026 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. Bab II ini menjelaskan kebijakan dimaksud.

2.1. STRATEGI 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. RUPTL ini disusun untuk mempercepat peningkatan rasio elektrifikasi dengan menyambung konsumen residensial baru dalam jumlah yang cukup tinggi setiap tahun, dan melayani daftar tunggu konsumen besar yang ada dengan memperhatikan kesiapan pasokan.

RUPTL 2017-2026 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 maupun 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. STRATEGI 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 kecukupan daya dan 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*⁵. Tingkat keandalan sistem pembangkitan diukur dengan kriteria *Loss of Load Probability* (LOLP)⁶ 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 didorong namun dengan tetap mempertimbangkan keekonomian (efisiensi harga). Selain itu, pengembangan pembangkit energi terbarukan juga 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 mengizinkan rencana *reserve margin* yang tinggi melebihi kebutuhan yang wajar dengan pertimbangan sebagai berikut:

⁵ Biaya *energy not served* adalah nilai penalti ekonomi yang dikenakan pada *objective function* untuk setiap kWh yang tidak dapat dinikmati konsumen akibat padam listrik.

⁶ LOLP dan *reserve margin* akan dijelaskan pada Bab VI.

- 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 mempertimbangkan kapasitas pembangkit *existing* yang telah mengalami *derating* cukup besar dan adanya kemungkinan bahwa dengan tersedianya tenaga listrik yang banyak di Sumatera, Sulawesi dan Kalimantan akan memicu tumbuhnya *demand* listrik yang jauh lebih cepat⁷.
- Sebagai mitigasi risiko teknologi dan *hidden capacity*⁸.
- 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 transmisi⁹, dan kendala-kendala teknis, lingkungan dan sosial¹⁰. Pada daerah dengan potensi batubara yang cukup besar, maka jenis pembangkit yang diprioritaskan untuk dikembangkan adalah PLTU mulut tambang. Hal yang sama juga direncanakan untuk daerah dengan potensi gas yang besar dengan cara pengembangan pembangkit listrik berbahan bakar gas di sekitar mulut sumur gas (*wellhead*). Lokasi pembangkit yang tercantum dalam RUPTL merupakan indikasi lokasi yang masih dapat berubah sesuai dengan perkembangan dalam penyiapan proyek di lapangan dan disesuaikan dengan kebutuhan sistem.

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

⁷ PLN meyakini bahwa *demand* listrik di daerah yang telah lama mengalami pemadaman (*historical demand*) merupakan *demand* yang tertekan (*suppressed demand*). Dengan tersedianya reserve margin yang cukup besar, diproyeksikan *demand* akan tumbuh lebih cepat dibandingkan *historical demand*.

⁸ Potensi kapasitas dari pembangkit yang belum siap digunakan

⁹ Pembebanan lebih, tegangan rendah, arus hubung singkat terlalu tinggi, stabilitas tidak baik.

¹⁰ Antara lain kondisi tanah, *bathymetry*, hutan lindung, pemukiman.

prioritas PLN merencanakan pembangkit beban puncak yang beroperasi dengan gas (LNG, mini LNG, CNG). Apabila ada potensi hidro, PLN lebih mengutamakan pembangkit hidro, seperti PLTA *peaking* dengan *reservoir* dan *pumped storage*. 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 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*¹¹ 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. Selain itu juga sebagai *reserve margin* bergerak terutama untuk wilayah-wilayah Indonesia Timur. Untuk fleksibilitas 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 PLTMG *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*¹² (*clean coal technology*)

¹¹ *Ramping rate* adalah kemampuan pembangkit dalam mengubah *output*-nya, dinyatakan dalam % per menit, atau MW per menit.

¹² PLTU *ultra super critical* merupakan jenis teknologi *high efficiency low emission* (HELE) atau lebih dikenal dengan *clean coal technology* (CCT) yang telah matang secara komersial.

untuk memperoleh efisiensi yang lebih baik dan emisi CO₂ yang lebih rendah. Penggunaan ukuran unit sebesar ini dimotivasi oleh manfaat *economies of scale* dan didorong oleh semakin sulitnya memperoleh lahan untuk membangun pusat pembangkit skala besar di pulau Jawa. Pertimbangan lainnya adalah ukuran sistem Jawa Bali telah cukup besar untuk mengakomodasi unit pembangkit kelas 1.000 MW.

Untuk sistem Sumatera juga mulai direncanakan pengembangan PLTU memanfaatkan teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) dengan kelas kapasitas 600 MW dengan teknologi *Ultra Super Critical*. Namun implementasinya disesuaikan dengan kesiapan sistem Sumatera untuk mengakomodasi kapasitas pembangkit yang lebih besar, terutama dari sisi keandalan dan stabilitas. Selain itu direncanakan pembangunan PLTA Pump Storage 1.000 MW, untuk memperbaiki *load factor* sistem Sumatera serta sebagai pemikul beban puncak.

Selain itu juga direncanakan *demolish* beberapa pembangkit yang umur ekonomisnya telah terlampaui dan menggantinya dengan pembangkit baru, seperti beberapa pembangkit di Belawan, Bukit Asam, Ombilin dan lain-lain.

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 antarwilayah akan minimal.

Namun demikian kebijakan *regional balance* ini tidak membatasi PLN dalam mengembangkan pembangkit di suatu lokasi dan mengirim energinya ke pusat beban yang jauh melalui transmisi, sepanjang hal tersebut layak secara teknis dan ekonomis. Misalnya 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.

Selain menggunakan kebijakan *regional balance*, pengembangan pembangkit di Sumatera juga menganut prinsip *resources base*, dimana pembangkit ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energy. Begitu juga dengan pengembangan pembangkit di Kalimantan, Sulawesi dan Papua.

Kepemilikan proyek-proyek pembangkitan yang direncanakan dalam RUPTL disesuaikan dengan kemampuan pendanaan PLN. Mengingat kebutuhan investasi sektor ketenagalistrikan yang sangat besar, PLN tidak dapat secara sendirian membangun seluruh kebutuhan pembangkit baru. Dengan demikian sebagian proyek pembangkit akan dilakukan oleh listrik swasta sebagai *independent power producer* (IPP).

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi *smelter* dan kawasan industri baru, PLN siap memasok selama ada kepastian pengembangan *smelter* atau kawasan industri 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 Pemerintah untuk melaksanakan sebuah proyek pembangkit.
- Proyek pembangkit direncanakan sebagai proyek IPP apabila PLN telah menandatangani PPA/*Letter of Intent*, PLN telah menyampaikan usulan kepada Pemerintah bahwa suatu proyek dikerjakan oleh IPP, atau pengembang swasta telah memperoleh IUPTL dari Pemerintah.
- Rencana proyek baru yang belum ditetapkan calon pengembang maupun sumber pendanaannya, dapat dibangun oleh PLN maupun IPP atau dalam bentuk kerja sama khusus dimana PLN tidak menjadi *off-taker* sepenuhnya, dimasukkan dalam kelompok proyek "*unallocated*".
- Berdasarkan UU No. 30/2009 tentang Ketenagalistrikan menyatakan bahwa BUMN diberikan prioritas pertama melakukan usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum, namun demikian terbuka peluang bagi BUMD, badan usaha swasta atau koperasi. Dalam RUPTL ini, peluang tersebut terbuka untuk proyek *unallocated*. Dalam hal tidak ada BUMD, badan usaha swasta atau koperasi yang dapat mengembangkan proyek *unallocated* tersebut, maka Pemerintah wajib menugasi BUMN untuk melaksanakannya.
- PLTP: Sesuai dengan peraturan dan perundangan di sektor panas bumi, pengembangan PLTP pada umumnya didorong untuk dikembangkan oleh swasta dengan proses pemenangan WKP melalui tender sebagai *total project*¹³. Sedangkan potensi panas bumi yang WKP-nya dimiliki oleh Pertamina

¹³Total project PLTP adalah proyek dimana sisi hulu (uap) dan hilir (pembangkit listrik) dikerjakan oleh pengembang dan PLN hanya membeli listrik.

berdasar regulasi terdahulu, Pertamina dan PLN dapat bekerja sama mengembangkan PLTP¹⁴. 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*.

Pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dapat melalui kerjasama dengan anak perusahaan PLN dalam hal adanya kerjasama antara PLN dengan BUMN asing.

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.
- 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.

¹⁴ Yaitu Pertamina mengembangkan sisi hulu dan PLN membangun pembangkit, atau Pertamina mengembangkan PLTP sebagai *total project* dan PLN membeli listriknya.

2.3. STRATEGI 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)¹⁵, atau *power wheeling*¹⁶. *Power wheeling* bertujuan antara lain agar aset jaringan transmisi dan distribusi sebagai salah satu aset bangsa dapat dimanfaatkan secara optimal, peningkatan utilisasi jaringan transmisi atau distribusi sebagai salah satu bentuk efisiensi pada lingkup nasional, mempercepat tambahan kapasitas pembangkit nasional untuk menunjang pertumbuhan ekonomi nasional selama memenuhi peraturan perundang-undangan yang berlaku. 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 di sistem Sumatera yang pada saat ini tengah berkembang pesat memerlukan jaringan interkoneksi utama (*backbone*) yang kuat mengingat jarak geografis yang jauh. Sebagai dampak dari kebijakan tersebut, dalam RUPTL ini direncanakan pembangunan jaringan interkoneksi dengan tegangan 275 kV AC pada tahap

¹⁵ 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 biaya yang disepakati dan setelah periode waktu tertentu aset transmisi akan ditransfer menjadi milik PLN.

¹⁶ *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.

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 di lokasi 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 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.

Dengan tetap mempertimbangkan kelayakan teknis dan ekonomis, kebijakan lebih rinci mengenai pengembangan transmisi dan GI adalah sebagai berikut:

- a. Penggunaan teknologi kabel 500 kV di ibu kota provinsi di Jawa-Bali.
- b. 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 100 MVA untuk GI Baru.
- d. Dengan perubahan harga EPC GIS 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 dapat 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 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 antara lain 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. STRATEGI PENGEMBANGAN SISTEM 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 atau pembangkit tertentu, telah selesai dikaji secara teknis, namun implementasinya memerlukan penyesuaian regulasi yang akan ditentukan oleh Pemerintah.

Dalam RUPTL 2017-2026 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 banyaknya pengajuan pembangkit EBT skala kecil dari pengembang yang akan terhubung pada sistem distribusi, 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. STRATEGI ELEKTRIFIKASI DESA YANG BELUM BERLISTRIK (PENGEMBANGAN LISTRIK PERDESAAN)

Pembangunan listrik perdesaan merupakan program Pemerintah untuk melistriki masyarakat perdesaan yang pendanaannya mulai tahun 2016

diperoleh dari Penyertaan 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 lides oleh unit bisnis PLN akan dikoordinasi juga oleh Direktorat Bisnis Regional. Rencana tersebut akan dikonsolidasikan secara korporat dengan Direktorat Perencanaan Korporat PLN.

Saat ini sebagian pembangunan listrik perdesaan 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 *roadmap* 2017-2021 yang telah selesai disusun oleh unit untuk masing-masing provinsi, 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 91,2% di tahun 2016 menjadi 99,7% di tahun 2025 termasuk pencapaian rasio elektrifikasi untuk 6 provinsi Indonesia Timur yang meliputi Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, Maluku, Maluku Utara, Papua dan Papua Barat sekitar 90% di tahun 2020, dengan melakukan hal hal sebagai berikut:

- Melistriki desa baru belum berlistrik maupun desa lama yang sebagian dari dusunnya belum berlistrik.
- Perluasan jaringan distribusi dari sistem kelistrikan eksisting yang berdekatan disertai dengan penambahan kapasitas pembangkit yang diperlukan sistem tersebut.
- Pengembangan pembangkit BBM untuk desa-desa yang relatif lebih berkembang namun belum memungkinkan untuk disambung dari ekspansi *grid* sistem terdekat, juga belum memungkinkan pengembangan pembangkit EBT setempat dalam waktu dekat.
- Pembangunan jalur keluar jaringan distribusi untuk mendukung evakuasi daya dari proyek GI Baru atau *Extension* Trafo GI.

- Pembangunan pembangkit skala kecil baik EBT maupun pembangkit lainnya termasuk PLTS Komunal, *Tower PV* dan *Solar Home System* serta jaringan distribusi yang diperlukan, untuk melistriki desa terisolasi yang terletak jauh dari desa berlistrik eksisting.
- Membuka kemungkinan *hybrid* PLTS dan *hybrid* PLTB¹⁷ dengan *grid* PLN.
- Melaksanakan program penyambungan listrik dan instalasi gratis bagi masyarakat yang tidak mampu dan daerah tertinggal.

Kebijakan Melistriki 2510 Desa Belum Berlistrik

Sehubungan dengan adanya program pemerintah untuk melistriki 2510 desa belum berlistrik di seluruh wilayah Indonesia, PLN berkomitmen untuk menuntaskan pelaksanaan program ini hingga tahun 2019. Strategi melistriki 2510 desa ini dapat dilakukan dengan pengembangan jaringan distribusi eksisting atau dengan pengembangan pembangkit dari energi baru terbarukan maupun dengan *hybrid* pembangkit. Pengembangan pembangkit ini dilakukan untuk desa-desa yang sangat isolated dan tidak memungkinkan penarikan jaringan distribusi dari desa, gardu atau pembangkit eksisting terdekat.

Dari program 2510 Desa Belum Berlistrik, hingga tahun 2016 PLN sudah melistriki sebanyak 85 desa. Rencana PLN di tahun 2017 akan melistriki 88 desa, pada tahun 2018 akan melistriki 938 desa, dan pada tahun 2019 akan melistriki 1395 desa, serta sisanya akan dilistriki setelah tahun 2019.

2.6. STRATEGI PENYELESAIAN PROYEK EX-APBN DAN PROYEK-PROYEK TERKENDALA

Dalam periode tahun anggaran 2011-2013 pemerintah telah mengalokasikan anggaran dari APBN kepada PLN untuk pelaksanaan sebanyak 166 proyek dan periode tahun anggaran 2013-2015 sebanyak 13 proyek, untuk membangun infrastruktur ketenagalistrikan (pembangkit, transmisi dan gardu induk). Dalam pelaksanaannya, beberapa proyek mengalami kendala di lapangan yang diakibatkan antara lain kendala pembebasan lahan, relokasi, Rencana Tata Ruang Wilayah (RTRW) dan kemampuan kontraktor yang menyebabkan belum terselesaikannya pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan sesuai yang direncanakan.

Memperhatikan bahwa proyek infrastruktur ketenagalistrikan dibutuhkan oleh sistem kelistrikan setempat, maka PLN tetap akan melanjutkan proyek tersebut

¹⁷ PLTS: Pembangkit Listrik Tenaga Surya, PLTB: Pembangkit Listrik Tenaga Bayu

sampai selesai dimana kelanjutan pendanaan proyek dialokasikan melalui APLN.

Terkait dengan proyek pembangkit terkendala, yang disebabkan antara lain kemampuan kontraktor dan masalah lainnya, PLN telah meminta bantuan kepada Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan (BPKP) untuk memastikan keberlanjutan proyek yang mengalami kendala tersebut. Apabila berdasarkan hasil review BPKP, proyek tersebut harus diterminasi, maka strategi PLN untuk memastikan kebutuhan pasokan listrik pada sistem tersebut adalah dengan membangun jaringan transmisi dan/atau gardu induk. Tabel 2.1 berikut memperlihatkan rincian proyek-proyek terkendala dan tindak lanjut untuk setiap proyek.

Tabel 2.1 Tindak Lanjut Proyek-proyek Terkendala

NO	PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	PENGEMBANG	KETERANGAN		RENCANA COD
				DILANJUTKAN	DIGANTI	
1	PLTU Tembilahan	2x7	PLN	Dilanjutkan		2017
2	PLTU Kuala Tungkal	2x7	PLN		GI	2019
3	PLTU Bengkalis	2x10	PLN		GI	2019
4	PLTU Ipuh Seblat	2x3	PLN		MPP & GI	2017 & 2019
5	PLTU Tembilahan	2x5,5	IPP		MPP & GI	2017 & 2019
6	PLTU Malinau	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
7	PLTU Parit Baru	2x50	PLN	Dilanjutkan		2017
8	PLTU Bengkayang	2x27,5	PLN	Dilanjutkan		2017
9	PLTU Berau (Tanjung Redeb)	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
10	PLTU Tanjung Selor	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
11	PLTU Kotabaru	2x7	PLN	Dilanjutkan		2018
12	PLTU Sampit	2x25	PLN	Dilanjutkan		2018 & 2019
13	PLTU Kuala Pambuang	2x3	PLN		GI	2018
14	PLTU Buntok	2x7	PLN		GI	2016
15	PLTU Tarakan	2x7	PLN		PLTMG	2019
16	PLTU Ampana	2x3	APLN	Dilanjutkan		2018
17	PLTM Buleleng	1,2	PLN	Dilanjutkan		2017
18	PLTU Kendari Ekspansi	1x10		Dilanjutkan		2017
19	PLTU Talaud	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
20	PLTM Lapai 2	2x2	PLN	Dilanjutkan		2017
21	PLTU Alor	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
22	PLTU Rote Ndao	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
23	PLTU Sumbawa Barat	2x7	PLN	Dilanjutkan		2017
24	PLTU Gorontalo	2x25	PLN	Dilanjutkan		2017
25	PLTU NTB Bima	2x10	PLN	Dilanjutkan		2018
26	PLTU Atambua	4x6	PLN	Dilanjutkan		2019
27	PLTU Bau-bau	2x10	PLN		PLTMG	2017
28	PLTU Raha	2x3	PLN		GI	2019
29	PLTU Wangi-Wangi	2x3	PLN		MPP	2018

NO	PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	PENGEMBANG	KETERANGAN		RENCANA COD
				DILANJUTKAN	DIGANTI	
30	PLTU Sofifi	2x3	PLN	Dilanjutkan		2018
31	PLTU Timika	4x7	PLN	Dilanjutkan		2020
32	PLTU Waii Ambon	2x15	PLN	Dilanjutkan		2019
33	PLTM Kalibumi	2,6	PLN			2019
34	PLTU Jayapura	2x15	IPP		MPP	2017

2.7. STRATEGI PENURUNAN EMISI GAS RUMAH KACA

Sebagaimana telah dikeluarkannya Undang-undang No. 16 Tahun 2016 tentang Pengesahan *Paris Agreement*, RUPTL harus mendukung upaya komitmen Pemerintah dalam menurunkan emisi gas rumah kaca sebesar 29% di tahun 2030 dengan PLN merupakan bagian dari komitmen nasional tersebut.

Sesuai misi PLN "Menjalankan Kegiatan Usaha yang Berwawasan Lingkungan", PLN mempunyai kebijakan untuk penurunan emisi GRK sebagai berikut:

1. Memprioritaskan pengembangan energi baru dan terbarukan

PLN memprioritaskan pemanfaatan pembangkit EBT sebagai upaya untuk penurunan emisi GRK, selain itu terdapat potensi pemanfaatan insentif dari pendanaan karbon (*carbon finance*). PLN juga memanfaatkan tenaga listrik dari gas buang industri dengan sistem *heat recovery steam gas* (HRSG), misalnya di Kalimantan.

2. Pengalihan bahan bakar (*fuel switching*)

Untuk mengurangi pemakaian BBM, PLN berencana mengalihkan pemakaian BBM ke gas pada PLTG, PLTGU dan PLTMG serta penggunaan campuran biofuel pada PLTD. 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 penurunan pemakaian batubara dan peningkatan pemakaian gas telah dipertimbangkan dalam RUPTL ini.

3. Menggunakan teknologi rendah karbon dan efisien

Penyediaan tenaga listrik PLN hingga tahun 2026 masih akan didominasi oleh pembangkit berbahan bakar fosil, terutama batubara. PLN menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi GRK yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya penurunan emisi GRK yang bersumber dari PLTU. Kebijakan PLN terkait hal ini adalah PLN hanya akan menggunakan *boiler supercritical*, *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara yang akan

dikembangkan di pulau Jawa dan Sumatera serta teknologi yang lebih efisien di Indonesia Timur sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara. Selain itu dengan mulai berkembangnya pemanfaatan *coal bed methane* (CBM), PLN berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang ekonomis.

Lebih jauh lagi, PLN juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi GRK secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

STRATEGI PEMANFAATAN ENERGI BARU DAN TERBARUKAN (EBT)**3.1 STRATEGI PEMANFAATAN 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 12 tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. Dengan berlakunya Peraturan Menteri tersebut, diharapkan kecenderungan kenaikan BPP akibat harga listrik dari energi terbarukan dapat dihindari.

Pengembangan pembangkit energi terbarukan juga tetap memperhatikan keseimbangan *supply-demand* dan status kesiapan pengembangan pembangkit tersebut.

Secara umum, PLN merencanakan sebuah proyek dengan menganut prinsip *demand driven*¹⁸, namun untuk daerah tertentu seperti Papua PLN tidak menganut prinsip tersebut. Misalnya PLN merencanakan pembangunan PLTA Baliem berkapasitas 50 MW¹⁹ untuk melistriki sekitar 7 kabupaten baru di

¹⁸*Demand driven* adalah sebuah pendekatan perencanaan yang mensyaratkan adanya jaminan *demand* listrik yang cukup untuk menjustifikasi kelayakan sebuah proyek pembangkit.

¹⁹ Dapat dikembangkan menjadi 100 MW.

dataran tinggi Pegunungan Tengah yang sama sekali belum memiliki listrik. Proyek ini diharapkan akan mendorong kegiatan ekonomi di daerah tersebut. 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 sehingga mengurangi pemakaian BBM. Selain itu PLN juga memperhatikan, alternatif sumber energi primer/EBT yang tersedia setempat dan tingkat pelayanan²⁰ yang akan disediakan pada lokasi tersebut.

3.2 POTENSI ENERGI BARU DAN TERBARUKAN

Besarnya potensi energi baru dan terbarukan dapat dilihat pada Tabel 3.1

Tabel 3.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan

No	Jenis Energi	Sumber Daya	Cadangan	Potensi
1	Panas Bumi*)	11.997,5 MWe	17.546 Mwe	29.543,5 MW
2	Hydro	75.000 MW		45.379 MW (Sumber daya teridentifikasi)
3	Mini-micro hydro			
4	Biomassa	32.654 MWe		
5	Energi Surya	4,80 kWh/m ² /hari		
6	Energi Angin	970 MW		
7	Uranium	3.000 MW		
8	Shale Gas	574 TSCF		
9	Gas Metana Batubara	456,7 TSCF		
10	Gelombang Laut	1995,2 MW (Potensi praktis)		
11	Energi Panas Laut OTEC (<i>Ocean Thermal Energy Conversion</i>)	41.012 MW (Potensi praktis)		
12	Pasang surut	4.800 MW (Potensi praktis)		

Sumber: Outlook Energi Indonesia 2016 (BPPT),

*) Data panas bumi dari Badan Geologi KESDM, Desember 2015

Roadmap pengembangan energi baru dan terbarukan (EBT) seperti terlihat pada Tabel 3.2.

²⁰ Jam nyala per hari

Tabel 3.2 Rencana Pengembangan Pembangkit EBT (MW)

No	Pembangkit - EBT	Kapasitas	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
1	PLTP	MW	305	165	315	186	365	790	345	1.015	2.510	294	6.290
2	PLTA	MW	18	87	323	154	1.800	1.701	2.035	1.697	3.675	1.000	12.488
3	PLTMH	MW	68	112	168	198	388	326	178	30	144	81	1.694
4	PLT Surya	MWp	55	12	20	-	-	-	-	-	-	-	87
5	PLT Bayu	MW	-	-	235	170	60	-	-	-	-	-	465
6	PLT Biomass/Sampah	MW	186	78	225	10	11	6	10	10	-	-	536
7	PLT Kelautan	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	PLT Bio-Fuel	Ribu Kilo Liter	780	1.129	809	661	563	519	519	525	531	536	6.572
Jumlah			632	454	1.286	718	2.624	2.822	2.567	2.752	6.329	1.375	21.560

*) Asumsi pemakaian biofuel hanya untuk PLTD

3.3 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.

Berdasarkan data dari Badan Geologi, Kementerian ESDM yang dikeluarkan pada Desember 2015, total potensi energi panas bumi sebesar 29.543,5 MWe yang terdiri dari sumber daya sebesar 11.997,5 MWe dan cadangan 17.546 MWe. Sebaran potensi panas bumi per pulau ditunjukkan pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Sebaran Potensi Panas Bumi per Pulau

No	Pulau	Jumlah Lokasi	Energi Potensi (Mwe)					Total	Kapasitas Terpasang
			Sumber Daya		Cadangan				
			Spekulatif	Hipotetis	Terduga	Mungkin	Terbukti		
1	Sumatera	97	3.191	2.334	6.992	15	380	12.912	287
2	Jawa	73	1.560	1.739	4.023	658	1.815	9.795	1.224
3	Bali	6	70	22	262	-	-	354	0
4	Nusa Tenggara	27	225	409	917	-	15	1.566	12,5
5	Kalimantan	14	152,5	30	-	-	-	182,5	0

No	Pulau	Jumlah Lokasi	Energi Potensi (Mwe)					Total	Kapasitas Terpasang
			Sumber Daya		Cadangan				
			Spekulatif	Hipotetis	Terduga	Mungkin	Terbukti		
6	Sulawesi	77	1.221	318	1.441	108	120	3.208	120
7	Maluku	33	560	91	800	-	-	1.451	0
8	Papua	3	75	-	-	-	-	75	0
	Total	330	7.054,5	4.943	14.435	781	2.330	29.543,5	1.643,5 *)
			11.997,5		17.546				
			29.543,5						

*) Status Desember 2016

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 2014²¹ 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 Perusahaan Listrik Negara (Persero).

3.4 TENAGA AIR

Potensi tenaga air di Indonesia menurut *Hydro Power Potential Study* (HPPS) pada tahun 1983 adalah 75.000 MW, dan angka ini diulang kembali pada *Hydro Power Inventory Study* pada tahun 1993. Namun pada laporan *Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia* oleh Nippon Koei pada tahun

²¹ Dikenal sebagai program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, atau *fast track program phase 2* (FTP2).

2011, potensi tenaga air setelah menjalani *screening* lebih lanjut²² 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 realistis, hanya ada sekitar 8 GW PLTA yang dapat dibangun. Berdasarkan hal tersebut studi ini merekomendasikan daftar kandidat proyek PLTA seperti pada Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Potensi Proyek PLTA Berdasarkan *Masterplan Of Hydro Power Development*

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

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 3.5.

Tabel 3.5 Potensi Tenaga Air yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

Nd	Nama	Provinsi	Tipe	Kap (MW)	Nd	Nama	Provinsi	Tipe	Kap (MW)
1	Aek Kuala	Sumut	ROR	27	32	Minut 2	Sulut	ROR	27
2	Aek Simonggo Parilitan Tarabintang	Sumut	ROR	85	33	Minut 3	Sulut	ROR	12
3	Batu	Sulsel	RES	200	34	Mongondow	Sulut	ROR	37
4	Batang Gadis	Sumut	ROR	12	35	Muara Jambi	Kalsel	RES	284

²²Screening terhadap aspek ekonomi, sosial dan lingkungan termasuk status kehutanan, serta aspek demand.

No	Nama	Provinsi	Tipe	Kap. (MW)	No	Nama	Provinsi	Tipe	Kap. (MW)
5	Batang Merangin	Jambi	ROR	200	36	Munthe Tigabinanga	Sumut	ROR	29
6	Boh	Kaltim	RES	270	37	Ordi-5	Sumut	ROR	27
7	Cibuni-3	Jabar	RES	172	38	Padang Aro	Sumbar	ROR	47.3
8	Cibuni-4	Jabar	RES	105	39	Pahae Julu	Sumut	ROR	18
9	Cikaso-3	Jabar	RES	53	40	Palu 3	Sulteng	RES	75
10	Cinendang	Sumut	ROR /RES	80	41	Inderagiri Akuaman	Sumbar	ROR	100
11	Cipasang	Jabar	RES	400	42	Poring	Sumut	ROR	40
12	Dumoga	Sulut	ROR	69	43	Poso 1 Extension	Sulteng	ROR	70
13	Endikat	Sulsel	ROR	30	44	Poso 2 Extension	Sulteng	ROR	180
14	Garoga	Sumut	ROR /RES	40	45	Poso 3	Sulteng	RES	300
15	Gunung Tujuh	Jambi	ROR	16.7	46	Ranoyapo 1	Sulut	ROR	81
16	Kayan*)	Kaltara	RES	6x150	47	Ranoyapo 2	Sulut	ROR	27
17	Kembayung	Kalbar	ROR	30	48	Rawalo-1	Jateng	RES	10
18	Koro Yaentu	Sulteng	ROR	16	49	Riam Kiwa	NTT	RES	42
19	Kualu Toba	Sumut	ROR	15.4	50	Seko 2	Sulsel	ROR	90
20	Kulawi	Sulteng	ROR	150	51	Semuong	Lampun g	ROR	34
21	La'a	Sulteng	ROR	160	52	Sentani	Papua	ROR	20
22	Lalindu	Sulteng	ROR	50	53	Sinamar	Sumbar	ROR	20
23	Lariang	Sulteng	ROR	127	54	SR 1 (Bada)	Sulteng	RES	420
24	Liki	Sumbar	ROR	15.6	55	SR 2 (Tuare)	Sulteng	RES	720
25	Long Bangun	Kaltim	ROR	20	56	Talang Ratu	Bengkul u	ROR	18
26	Lubu	Sumbar	ROR	28	57	Teunom II	Aceh	ROR	63
27	Makale	Sulsel	ROR	45	58	Tinauka	Sulteng	RES	300
28	Mentarang 1	Kaltim	RES	300	59	Tripa 1	Aceh	ROR	100
29	Merangin-5	Jambi	RES	21	60	Tumbuan	Sulbar	ROR	450
30	Meurebo-3	Aceh	ROR	100	61	Watunpanggantu	NTT	ROR	15
31	Minut 1	Sulut	ROR	14	62	Woyla	Aceh	ROR	56
					63	Bakaru 3	Sulsel	ROR	145

*) Wilayah usaha sendiri

Tarif pembelian tenaga listrik dari PLTA diatur melalui Peraturan Menteri ESDM Nomor 12 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. PLTA yang menggunakan harga patokan tertinggi sesuai Peraturan menteri tersebut, maka tidak diperlukan persetujuan harga jual tenaga listrik dari Menteri. Sedangkan untuk daerah tertentu, PLN dapat melakukan pembelian tenaga listrik dari PLTA yang didasarkan pada harga perkiraan sendiri, maka wajib mendapatkan persetujuan harga jual tenaga listrik dari Menteri.

3.5 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.

3.6 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*. 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 19 Tahun 2016 tentang Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) akan mempercepat pengembangan PLTS dengan melibatkan pengembang swasta.

Beberapa potensi tenaga Surya yang perlu kajian lebih lanjut seperti diberikan pada Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Potensi Tenaga Surya yang Perlu Kajian Lebih Lanjut

Wilayah/Distribusi/Sistem	Kapasitas MW	Wilayah/Distribusi/Sistem	Kapasitas MW
Aceh	20	Jawa Bali	200
Sumatera Utara	50	Kalimantan Barat	30
Sumatera Barat	20	Kalimantan Timur & Utara	50
Riau dan Kepri	25	Suluttenggo	75
S2JB	30	NTB	25
Bangka Belitung	20	NTT	70
Lampung	70	Papua	40

3.7 BIOMASSA

Pemerintah mendorong pengembangan biomassa dan biogas dengan terbitnya Peraturan Menteri ESDM Nomor 21 Tahun 2016 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 serta Peraturan Presiden Nomor 18 Tahun 2016 tentang Percepatan Pembangunan Pembangkit Listrik Berbasis Sampah di Provinsi DKI Jakarta, Kota Tangerang, Kota Bandung, Kota Semarang, Kota Surakarta, kota Surabaya dan Kota Makassar.

Menindaklanjuti Peraturan Presiden tersebut, pada tanggal 5 Desember 2016 PLN telah menandatangani MoU perjanjian jual beli tenaga listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Sampah (PLTSa) dengan tujuh Pemerintah Daerah dan Kota yang termasuk dalam Peraturan Presiden tersebut dengan total pembelian PLTSa mencapai 100 MW, dengan perincian untuk Provinsi Jakarta 4x10 MW, sedangkan untuk Kota Tangerang, Bandung, Semarang, Surakarta, Surabaya, dan Makassar masing-masing 10 MW.

Dalam perjanjian yang telah ditandatangani, PLN membeli tenaga listrik dari PLTSa seharga USD 18,77 sen atau setara Rp2.496 per kWh untuk Tegangan Tinggi (TT) dan Menengah (TM). Sementara untuk Tegangan Rendah (TR) PLN membeli seharga USD 22,43 sen. Semua menggunakan skema BOOT atau Buy, Own, Operate, and Transfer dengan kontrak pembelian selama 20 tahun. Pengembangan PLTSa ini menggunakan *thermal process* atau pemanfaatan panas melalui *thermochemical*.

Dengan ditandatanganinya perjanjian jual beli listrik PLTSa ini menunjukkan komitmen PLN untuk terus mendorong pemanfaatan energi baru terbarukan. 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.

3.8 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, Banten, Sidrap, Bantul dan Jenepono. 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.

3.9 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 keandalannya 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 lebih akurat untuk dapat diprediksi potensi energi yang tersedia.

3.10 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.

3.11 COAL SLURRY (BATUBARA TERCAIRKAN) DAN COAL GASIFICATION (BATUBARA TERGASKAN)

Batubara akan tetap menjadi bahan bakar utama yang digunakan untuk pembangkit listrik karena harganya yang murah dan ketersediannya melimpah di Indonesia. Namun pemanfaatan batubara yang besar harus diimbangi dengan teknologi pembangkit yang ramah lingkungan untuk mengurangi emisi CO₂. Beberapa teknologi baru pemanfaatan batubara tersebut antara lain dengan *coal slurry* dan *coal gasification*.

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. PLN sedang mengkaji pengembangan *pilot project* pemanfaatan *coal slurry* dengan kapasitas yang lebih besar.

Energi batubara tergaskan merupakan sumber energi batubara yang diproses menggunakan teknologi gasifikasi batubara. Gasifikasi batubara adalah sebuah proses untuk mengubah batubara padat menjadi produk campuran gas sintesis (*syngas*) berupa gas karbon monoksida (CO) dan hydrogen (H₂). Produk gasifikasi batubara berupa campuran *syngas* dapat digunakan untuk pembangkit listrik. Saat ini sedang dikembangkan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) yang merupakan PLTGU dengan bahan bakar batubara tergaskan. Dengan teknologi tersebut, maka karbon dapat dipisahkan dan “ditangkap” melalui teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS). Saat ini teknologi tersebut masih dalam penelitian dan pengembangan, PLN akan memanfaatkan teknologi tersebut apabila sudah matang secara komersial.

3.12 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 perusahaan 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 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 & decommissioning* serta biaya terkait *nuclear liability*²³. Untuk biaya kapital misalnya, sebuah studi bersama antara PLN dan sebuah perusahaan listrik dari luar negeri pada tahun 2006 mengindikasikan biaya investasi PLTN sebesar \$ 1.700/kW (EPC saja) atau \$ 2.300/kW (setelah memperhitungkan biaya bunga pinjaman selama konstruksi). Angka tersebut kini dipandang terlalu rendah, karena menurut berbagai laporan yang lebih baru, biaya pembangunan PLTN pada beberapa negara telah mencapai angka yang jauh lebih tinggi. Dalam *Feasibility Study* PLTN yang dilaksanakan oleh PLN dengan dibantu konsultan luar negeri pada tahun 2014, diperoleh biaya investasi PLTN adalah sekitar \$ 6.000/kW.

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*²⁴.

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

²³ Kecelakaan PLTN Fukushima Daichi pada bulan Maret 2011 telah menunjukkan biaya *nuclear liability* penting untuk diperhitungkan.

²⁴ Proses optimisasi keekonomian tidak memperhitungkan *externality* dari PLTU batubara.

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 *decommissioning* 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) target penggunaan EBT paling sedikit 23% pada tahun 2025, penerimaan sosial, budaya, perubahan iklim dan perlindungan lingkungan. Dengan adanya berbagai aspek yang multi dimensional tersebut, program pembangunan PLTN hanya dapat diputuskan oleh Pemerintah.

Tingginya investasi awal dan panjangnya waktu implementasi dari pembangunan PLTN memerlukan dukungan Pemerintah dalam jangka panjang agar pembangunan PLTN dapat diselesaikan dengan sempurna dan tepat waktu. Oleh karena itu dalam RUPTL 2017-2026 ini PLTN masih merupakan opsi yang dimunculkan untuk mencapai target bauran energi dari EBT sekitar 25% yang implementasinya memerlukan program pembangunan PLTN yang 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.

Wacana penggunaan thorium sebagai sumber daya energi alternatif dalam pembangkitan listrik di Indonesia sempat menghangat beberapa waktu yang lalu. Di kalangan masyarakat Indonesia, pembangkit listrik dengan bahan bakar thorium dipopulerkan dengan istilah pembangkit listrik tenaga thorium (PLTT). Di Indonesia dan di berbagai negara belahan dunia, kandungan Thorium lebih banyak 3-4 kali dibanding uranium. Hal ini menyebabkan sebagian orang beranggapan bahwa thorium lebih mempunyai prospek di masa depan. Selain itu, 90% bahan bakar thorium akan bereaksi menghasilkan listrik jika dibandingkan dengan uranium yang hanya 3-5 %, sehingga akan menghasilkan limbah radioaktif yang jauh lebih kecil. PLTT tidak menghasilkan plutonium pada proses reaksi nuklirnya, sehingga dapat menjamin tidak disalahgunakan untuk tujuan persenjataan. Reaktor PLTT bekerja pada

tekanan normal (1 atm), sehingga tidak membutuhkan struktur pelindung yang kuat seperti halnya pada PLTN yang tekanannya sekitar 144 atm. PLTT bekerja pada temperatur sekitar 700 °C dibandingkan dengan PLTN yang bekerja pada temperatur sekitar 300 °C, sehingga konversi panasnya menjadi listrik jauh lebih besar²⁵.

Namun seperti halnya teknologi yang lain, mengubah teori pemanfaatan thorium untuk energi menjadi sebuah kenyataan membutuhkan waktu yang lama. Penelitian tersebut sudah dilakukan di berbagai negara, namun belum pernah ada yang secara penuh mengaplikasikan secara komersial. IAEA dalam bukunya *Advances in Small Modular Reactor Technology Development* (edisi 2016), menyatakan bahwa ada beberapa pengembangan PLTT yang direncanakan beroperasi komersial sebelum tahun 2025.

²⁵ <http://www.batan.go.id/index.php/id/publikasi-2/pressreleases/2026-prospek-thorium-sebagai-sumber-energi-masa-depan>

BAB IV

KONDISI USAHA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

4.1 KONDISI PENJUALAN TENAGA LISTRIK

4.1.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik

Penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 8,1% per tahun. 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. Namun pada tahun 2015, penjualan PLN turun drastis. Tahun tersebut PLN hanya dapat menaikkan penjualan sebesar 2,1%. Penjualan pada sektor industri adalah yang paling rencah pertumbuhannya. Pada sektor ini, penjualan turun hingga -2,7%. Tabel 4.1 memperlihatkan pertumbuhan penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir.

Melihat realisasi penjualan pada Bulan Agustus 2016, diestimasikan hingga akhir Tahun 2016, PLN dapat meningkatkan penjualan hingga 8,6%. Sebagian besar sektor industri di Indonesia mulai tumbuh kembali seiring dengan perbaikan pertumbuhan ekonomi di tahun ini. Penjualan pada sektor industri hingga akhir tahun 2016 diestimasikan dapat mencapai 8,5%.

Tabel 4.1 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	64,581	71,554	76,579	83,402	87,972	95,329
Industri	54,232	59,635	63,774	65,295	63,533	68,928
Bisnis	27,718	30,391	33,831	35,507	36,108	39,534
Sosial	3,959	4,457	4,898	5,400	5,889	6,364
Gedung Kantor Pemerintah	2,750	3,018	3,220	3,440	3,669	3,964
Penerangan Jalan Umum	3,049	3,123	3,233	3,375	3,429	3,706
Jumlah	156,288	172,178	185,534	196,418	200,600	217,826

* Estimasi realisasi penjualan 2016

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,4% per tahun, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.2. 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.

Tabel 4.2 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	11,717	13,612	14,476	15,850	16,889	18,752
Industri	3,992	4,390	4,645	4,767	4,902	5,170
Bisnis	3,858	4,089	4,358	4,569	4,778	5,296
Sosial	646	751	827	916	1,038	1,152
Gedung Kantor Pemerintah	385	438	479	523	570	632
Penerangan Jalan Umum	892	924	952	986	991	1,100
Jumlah	21,489	24,203	25,739	27,611	29,167	32,102

* Estimasi realisasi 2016

Untuk Region Jawa-Bali, rata-rata pertumbuhan lima tahun terakhir adalah sebesar 7,5%, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3. Pertumbuhan ini relatif lebih rendah dibandingkan dengan pertumbuhan rata-rata di regional Sumatera, Kalimantan, Sulawesi, dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara. Penurunan penjualan pada Tahun 2015 terlihat drastis pada sektor industri. Sektor ini turun hingga -2,8% dibanding tahun sebelumnya. Namun dengan melihat pertumbuhan penjualan pada sektor industri hingga Agustus 2016, diestimasikan penjualan pada sektor ini akan kembali tumbuh.

Tabel 4.3 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	44,646	48,500	51,558	55,814	58,626	62,839
Industri	49,000	53,874	57,710	58,991	56,980	61,825
Bisnis	20,744	22,752	25,364	26,689	26,947	29,335
Sosial	2,831	3,156	3,434	3,776	4,065	4,322
Gedung Kantor Pemerintah	1,884	2,038	2,134	2,242	2,359	2,508
Penerangan Jalan Umum	1,712	1,741	1,797	1,894	1,922	2,043
Jumlah	120,817	132,060	141,996	149,406	150,898	162,872

* Estimasi realisasi 2016

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 10,7% per tahun, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.4, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun. Hal ini menyebabkan pembatasan penjualan listrik dan krisis daya di banyak daerah di Kalimantan.

Tabel 4.4 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	3,481	4,012	4,437	4,958	5,238	5,688
Industri	380	410	431	464	493	531
Bisnis	1,272	1,383	1,488	1,630	1,760	1,907
Sosial	182	205	237	265	295	316
Gedung Kantor Pemerintah	180	208	233	257	282	303
Penerangan Jalan Umum	157	161	164	167	166	178
Jumlah	5,651	6,379	6,988	7,741	8,233	8,923

* Estimasi realisasi 2016

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.

Penjualan tenaga listrik untuk regional Sulawesi dan Nusa Tenggara ditunjukkan pada Tabel 4.5, sedangkan untuk regional Maluku dan Papua ditunjukkan pada Tabel 4.6.

Tabel 4.5 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi dan Nusa Tenggara (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	3,930	4,493	5,053	5,611	5,977	6,704
Industri	846	945	969	1,051	1,134	1,376
Bisnis	1,466	1,741	2,152	2,103	2,089	2,405
Sosial	250	285	333	369	409	468
Gedung Kantor Pemerintah	209	231	259	287	319	364
Penerangan Jalan Umum	260	261	272	294	317	363
Jumlah	6,961	7,956	9,038	9,714	10,244	11,680

* Estimasi realisasi 2016

Tabel 4.6 Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Maluku dan Papua (TWh)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	808	938	1,056	1,169	1,243	1,345
Industri	14	17	19	22	24	26
Bisnis	378	427	469	515	534	593
Sosial	51	61	67	74	83	99
Gedung Kantor Pemerintah	91	103	114	131	140	165
Penerangan Jalan Umum	27	36	48	34	34	40
Jumlah	1,369	1,581	1,773	1,945	2,058	2,269

* Estimasi realisasi 2016

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.

4.1.2 Jumlah Pelanggan

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2011–2016 mengalami peningkatan dari 45,6 juta menjadi 65,5 juta atau bertambah rata-rata 3,3 juta tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 2,9 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 174 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 265 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 3,2 ribu pelanggan per tahun. Tabel 4.7 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam 5 tahun terakhir.

Tabel 4.7 Realisasi Jumlah Pelanggan Indonesia

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	42,348,312	45,991,105	49,887,344	53,080,778	56,374,290	59,539,981
Industri	50,027	52,310	55,170	57,969	62,924	69,381
Bisnis	2,019,030	2,175,327	2,359,279	2,549,146	2,801,331	3,064,079
Sosial	961,039	1,030,116	1,107,726	1,179,038	1,258,751	2,205,193
Gedung Kantor Pemerintah	119,684	127,549	137,023	145,539	156,006	273,305
Penerangan Jalan Umum	132,967	142,485	156,895	170,277	185,002	324,103
Jumlah	45,631,059	49,518,892	53,703,437	57,182,747	60,838,304	65,476,042

* Estimasi realisasi pelanggan 2016

Jumlah pelanggan di Sumatera sekitar 19,2% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (92,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Realisasi Jumlah Pelanggan Sumatera

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	8,211,395	8,958,122	9,724,032	10,361,378	10,971,567	11,641,413
Industri	6,069	6,337	6,704	7,299	7,950	8,940
Bisnis	430,205	461,503	495,764	525,615	559,921	601,158
Sosial	176,820	190,559	205,380	218,262	232,918	244,644
Gedung Kantor Pemerintah	30,641	32,754	35,609	38,469	41,531	43,622
Penerangan Jalan Umum	23,501	24,768	27,130	28,946	31,179	32,749
Jumlah	8,878,631	9,674,043	10,494,619	11,179,969	11,845,066	12,572,525

* Estimasi realisasi 2016

Jumlah pelanggan di Jawa-Bali sekitar 63,7% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (92,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Realisasi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	28,066,341	30,203,537	32,511,666	34,467,687	36,643,172	38,584,626
Industri	40,561	42,387	44,646	46,564	50,626	61,365
Bisnis	1,250,133	1,340,634	1,444,120	1,565,895	1,743,298	1,925,821
Sosial	642,198	685,753	735,097	781,976	835,331	897,505
Gedung Kantor Pemerintah	50,219	52,717	55,414	57,812	61,197	65,752
Penerangan Jalan Umum	96,358	103,839	114,455	124,711	136,324	146,471
Jumlah	30,145,810	32,428,867	34,905,398	37,044,645	39,469,948	41,681,539

* Estimasi realisasi 2016

Jumlah pelanggan di Kalimantan sekitar 5,2% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (90,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Realisasi Jumlah Pelanggan Kalimantan

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	2,080,692	2,323,404	2,581,052	2,776,248	2,946,065	3,112,612
Industri	1,144	1,207	1,259	1,323	1,380	1,456
Bisnis	137,266	153,858	173,686	187,609	205,121	221,458
Sosial	51,347	55,063	59,628	63,754	68,023	73,889
Gedung Kantor Pemerintah	12,496	13,445	14,455	15,419	16,466	17,886
Penerangan Jalan Umum	5,289	5,662	6,371	7,186	7,721	8,387
Jumlah	2,288,234	2,552,639	2,836,451	3,051,539	3,244,776	3,435,687

* Estimasi realisasi 2016

Jumlah pelanggan di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara sekitar 8,7% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (93,1%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Realisasi Jumlah Pelanggan Sulawesi & Nusa Tenggara

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	3,422,358	3,877,845	4,337,118	4,669,489	4,942,770	5,274,345
Industri	2,137	2,248	2,423	2,635	2,814	3,232
Bisnis	149,424	164,077	185,220	203,590	220,606	237,852
Sosial	75,005	81,927	89,486	95,027	100,981	109,212
Gedung Kantor Pemerintah	20,042	21,926	24,251	25,970	28,043	30,329
Penerangan Jalan Umum	6,367	6,660	7,251	7,716	7,995	8,647
Jumlah	3,675,333	4,154,683	4,645,749	5,004,427	5,303,209	5,663,617

* Estimasi realisasi 2016

Jumlah pelanggan di regional Maluku dan Papua hanya sekitar 1,6% dari keseluruhan pelanggan PLN, dimana sebagian besar (88,6%) merupakan pelanggan rumah tangga, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.12.

Tabel 4.12 Realisasi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	567,526	628,197	733,476	805,976	870,716	926,986
Industri	116	131	138	148	154	163
Bisnis	52,002	55,255	60,489	66,437	72,385	77,790
Sosial	15,669	16,814	18,135	20,019	21,498	27,289
Gedung Kantor Pemerintah	6,286	6,707	7,294	7,869	8,769	11,131
Penerangan Jalan Umum	1,452	1,556	1,688	1,718	1,783	2,263
Jumlah	643,051	708,660	821,220	902,167	975,305	1,045,622

* Estimasi realisasi 2016

4.1.3 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik (Triliun Rp)

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik meningkat hampir 2 kali lipat dalam lima tahun terakhir, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.13. Walaupun jumlah pelanggan industri hanya 0,1% dari keseluruhan jumlah pelanggan PLN, namun pendapatan penjualan industri hampir sama dengan pendapatan penjualan dari rumah tangga yang mencapai 90% dari jumlah pelanggan PLN.

Tabel 4.13 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	39.80	45.06	52.90	63.13	73.55	72.48
Industri	37.56	42.15	50.59	63.75	72.60	65.9
Bisnis	26.10	29.08	37.58	44.83	46.26	44.1
Sosial	2.55	3.01	3.70	4.36	4.77	5.0
Gedung Kantor Pemerintah	2.56	2.89	3.49	4.29	4.82	4.4
Penerangan Jalan Umum	2.41	2.50	2.94	3.70	5.13	4.7
Jumlah	110.97	124.70	151.20	184.06	207.13	196.59

* Realisasi sampai dengan November 2016

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Sumatera sekitar 13,5% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.14. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 49% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Sumatera.

Tabel 4.14 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sumatera

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	7.07	8.01	9.23	9.28	10.10	13.0
Industri	2.85	3.18	3.96	4.60	5.60	4.9
Bisnis	3.61	3.91	5.01	5.35	5.58	5.6
Sosial	0.42	0.49	0.63	0.68	0.76	0.8
Gedung Kantor Pemerintah	0.40	0.46	0.59	0.68	0.76	0.7
Penerangan Jalan Umum	0.73	0.74	0.94	1.09	1.48	1.3
Jumlah	15.07	16.79	20.36	21.68	24.27	26.48

* Realisasi sampai dengan November 2016

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Jawa-bali sekitar 75,1% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.15. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan industri yang mencapai 39,7% dari

keseluruhan pendapatan penjualan di Jawa-Bali, disusul oleh pelanggan rumah tangga sekitar 33,6%.

Tabel 4.15 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	27.89	31.73	37.36	47.70	56.94	49.59
Industri	33.81	37.93	45.36	57.61	65.14	58.58
Bisnis	19.53	21.81	27.81	34.60	35.70	30.81
Sosial	1.87	2.15	2.60	3.18	3.46	3.46
Gedung Kantor Pemerintah	1.66	1.86	2.16	2.76	3.10	2.70
Penerangan Jalan Umum	1.32	1.38	1.53	2.06	2.88	2.51
Jumlah	86.06	96.85	116.83	147.91	167.22	147.65

* Realisasi sampai dengan November 2016

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di Kalimantan sekitar 3,8% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.16. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 54,6% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Kalimantan.

Tabel 4.16 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	2.04	2.23	2.62	2.56	2.71	4.10
Industri	0.29	0.35	0.40	0.47	0.57	0.51
Bisnis	1.18	1.24	1.68	1.84	1.95	2.10
Sosial	0.10	0.16	0.17	0.19	0.20	0.24
Gedung Kantor Pemerintah	0.18	0.23	0.28	0.33	0.37	0.34
Penerangan Jalan Umum	0.13	0.14	0.16	0.18	0.25	0.23
Jumlah	3.93	4.34	5.31	5.57	6.04	7.51

* Realisasi sampai dengan November 2016

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara sekitar 4,9% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.17. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 48,3% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Sulawesi dan Nusa Tenggara.

Tabel 4.17 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi & Nusa Tenggara

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	2.27	2.51	3.01	2.95	3.13	4.69
Industri	0.60	0.68	0.85	1.04	1.27	1.22
Bisnis	1.41	1.71	2.56	2.48	2.47	2.61
Sosial	0.14	0.18	0.25	0.27	0.30	0.35
Gedung Kantor Pemerintah	0.22	0.24	0.32	0.36	0.41	0.39
Penerangan Jalan Umum	0.21	0.21	0.27	0.32	0.47	0.46
Jumlah	4.85	5.54	7.26	7.41	8.04	9.72

* Realisasi sampai dengan November 2016

Realisasi pendapatan penjualan tenaga listrik di regional Maluku dan Papua sekitar 1,1% dari keseluruhan pendapatan, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.18. Pendapatan tersebut didominasi oleh pelanggan rumah tangga yang mencapai 54,7% dari keseluruhan pendapatan penjualan di Maluku dan Papua.

Tabel 4.18 Realisasi Pendapatan Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Rumah Tangga	0.52	0.58	0.68	0.64	0.68	1.16
Industri	0.01	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03
Bisnis	0.37	0.41	0.52	0.56	0.57	0.63
Sosial	0.03	0.04	0.05	0.05	0.06	0.07
Gedung Kantor Pemerintah	0.10	0.11	0.14	0.17	0.18	0.18
Penerangan Jalan Umum	0.02	0.03	0.04	0.04	0.05	0.05
Jumlah	1.05	1.18	1.45	1.48	1.56	2.12

* Realisasi sampai dengan November 2016

4.2 KONDISI SISTEM PEMBANGKITAN

4.2.1. Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit

Hingga November 2016, total kapasitas terpasang pembangkit di Indonesia adalah 51.915 MW yang terdiri atas pembangkit PLN 39.856 MW, swasta 8.867 MW dan sewa 3.192 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.19. Sebagian besar pembangkit tersebut berupa PLTU batubara (44,7%), disusul PLTG/PLTGU/PLTMG sekitar 29,3%, PLTD sekitar 11,1%, PLTA/PLTM sekitar 8,9%, PLTU BBM sekitar 3,2%, PLTP sekitar 2,6% dan EBT lain sekitar 0,2%.

Tabel 4.19 Realisasi Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW)

Uraian	2011			2012		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.512,00	-	405,00	3.516,00	-	421,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	435,00		712,00	548,00		712,00
PLTBiomass	-		-	-		-
PLTSa						
PLTS	1,00			6,00		
PLTBioFuel		-			-	
PLT EBT Lain			1,00			-
PLTG	2.853,00	268,00		2.961,00	487,00	
PLTGU	9.330,00		520,00	10.310,00		687,00
PLTMG						
PLTD	2.488,00	2.493,00	73,00	2.477,00	3.002,00	64,00
PLTGB						
PLTU Batubara	10.215,00	15,00	4.589,00	12.648,00	18,00	4.820,00
PLTU Minyak/Gas	1.798,00			1.798,00		
Impor						
Subtotal	30.632,00	2.776,00	6.300,00	34.264,00	3.507,00	6.704,00
TOTAL			39.708,00			44.475,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2013			2014		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.520,00	-	566,00	3.527,00	-	629,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	568,00		712,00	573,00		767,00
PLTBiomass	-		-	-		26,00
PLTSa						
PLTS	8,00			9,00		
PLTBioFuel		-			220,00	
PLT EBT Lain			2,00			-
PLTG	2.882,00	722,00		3.000,00	730,00	
PLTGU	10.310,00		805,00	10.382,00		711,00
PLTMG						
PLTD	2.703,00	3.306,00	67,00	2.647,00	3.146,00	70,00
PLTGB						
PLTU Batubara	13.769,00	20,00	4.868,00	15.447,00	30,00	5.065,00
PLTU Minyak/Gas	1.785,00			1.760,00		
Impor						
Subtotal	35.545,00	4.048,00	7.020,00	37.345,00	4.126,00	7.268,00
TOTAL			46.613,00			48.739,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2015			2016**		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.566,00	1,00	722,00	3.568,00	-	1.039,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	551,00		797,00	551,00		787,00
PLTBiomass	1,00		43,00	1,00		46,00
PLTSa						
PLTS	9,00			11,00		
PLTBioFuel		76,00			51,00	
PLT EBT Lain			1,00			1,00
PLTG	2.869,00	748,00		3.061,00	883,00	
PLTGU	10.450,00		897,00	10.370,00		892,00
PLTMG						
PLTD	2.844,00	2.500,00	114,00	3.200,00	2.243,00	328,00
PLTGB						
PLTU Batubara	15.979,00	30,00	5.068,00	17.434,00	15,00	5.774,00
PLTU Minyak/Gas	1.760,00			1.660,00		
Impor						
Subtotal	38.129,00	3.355,00	7.642,00	39.856,00	3.192,00	8.867,00
TOTAL			49.126,00			51.915,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.2. Realisasi Daya Mampu Neto (DMN) Pembangkit

Hingga November 2016, total daya mampu neto pembangkit di Indonesia adalah 44.475 MW, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4.20 Realisasi DMN Pembangkit (MW)

Uraian	2011			2012		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/ Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.430,00		218,00	3.436,00		234,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	434,00		712,00	507,00		712,00
PLTBiomass			-			-
PLTSa						
PLTS	1,00			5,00		
PLTBioFuel	-	-		-	-	
PLT EBT Lain			-			-
PLTG	2.357,00	253,00		2.315,00	350,00	
PLTGU	6.818,00		520,00	7.288,00		687,00
PLTMG						
PLTD	1.471,00	2.069,00	71,00	1.492,00	2.418,00	63,00
PLTGB						
PLTU Batubara	9.452,00	5,00	4.589,00	11.596,00	15,00	4.820,00
PLTU Minyak/Gas	1.392,00			1.315,00		
Impor						
Subtotal	25.355,00	2.327,00	6.110,00	27.954,00	2.783,00	6.516,00
TOTAL			33.792,00			37.253,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2013			2014		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.221,00		379,00	3.444,00		409,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	547,00		712,00	549,00		767,00
PLTBiomass			-			12,00
PLTSa						
PLTS	7,00			8,00		
PLTBioFuel	-	-		96,00	199,00	
PLT EBT Lain			-			-
PLTG	2.536,00	613,00		2.526,00	648,00	
PLTGU	7.301,00		805,00	7.722,00		711,00
PLTMG						
PLTD	1.502,00	2.889,00	64,00	1.260,00	2.776,00	66,00
PLTGB						
PLTU Batubara	12.453,00	16,00	4.868,00	14.311,00	21,00	5.065,00
PLTU Minyak/Gas	1.111,00			1.297,00		
Impor						
Subtotal	28.678,00	3.518,00	6.828,00	31.213,00	3.644,00	7.030,00
TOTAL			39.024,00			41.887,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kejasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kejasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	3.473,00		511,00	3.376,00		676,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	516,00		797,00	498,00		787,00
PLTBiomass			17,00			31,00
PLTSa						
PLTS	7,00			8,00		
PLTBioFuel	62,00	76,00		62,00	45,00	
PLT EBT Lain			1,00			1,00
PLTG	2.478,00	732,00		2.585,00	840,00	
PLTGU	7.571,00		897,00	7.285,00		892,00
PLTMG						
PLTD	1.313,00	2.281,00	105,00	1.226,00	2.108,00	299,00
PLTGB						
PLTU Batubara	14.399,00	30,00	5.068,00	15.351,00	15,00	5.774,00
PLTU Minyak/Gas	1.210,00			1.038,00		
Impor						
Subtotal	31.029,00	3.119,00	7.396,00	31.429,00	3.008,00	8.460,00
TOTAL			41.544,00			42.897,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.3. Realisasi Jumlah Unit Pembangkit

Hingga November 2016, terdapat 6.035 unit pembangkit di Indonesia yang terdiri atas 5.130 unit pembangkit PLN, 230 unit pembangkit swasta dan 675 unit pembangkit sewa, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.21.

Tabel 4.21 Realisasi Jumlah Unit Pembangkit (MW)

Uraian	2011			2012		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	207,00	1,00	31,00	216,00	1,00	40,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	11,00		7,00	14,00		7,00
PLTBiomass	-		-	-		-
PLTSa						
PLTS	10,00		3,00	30,00		3,00
PLTBioFuel		-			-	
PLT EBT Lain			8,00			8,00
PLTG	72,00	11,00		74,00	21,00	
PLTGU	61,00		15,00	66,00		14,00
PLTMG						
PLTD	4.796,00	463,00	17,00	4.536,00	589,00	12,00
PLTGB						
PLTU Batubara	33,00	1,00	24,00	42,00	2,00	27,00
PLTU Minyak/Gas	24,00			24,00		
Impor						
Subtotal	5.214,00	476,00	105,00	5.002,00	613,00	111,00
TOTAL			5.795,00			5.726,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2013			2014		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	220,00	1,00	50,00	224,00	1,00	68,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	14,00		7,00	15,00		7,00
PLTBiomass	-		-	1,00		15,00
PLTSa						
PLTS	50,00		3,00	56,00		3,00
PLTBioFuel		-			71,00	
PLT EBT Lain			7,00			6,00
PLTG	75,00	31,00		79,00	34,00	
PLTGU	66,00		13,00	68,00		21,00
PLTMG						
PLTD	4.381,00	596,00	19,00	4.430,00	556,00	17,00
PLTGB						
PLTU Batubara	49,00	2,00	32,00	61,00	1,00	35,00
PLTU Minyak/Gas	22,00			25,00		
Impor						
Subtotal	4.877,00	630,00	131,00	4.959,00	663,00	172,00
TOTAL			5.638,00			5.794,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

Uraian	2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
PLTA/PLTM	232,00	2,00	75,00	232,00	1,00	92,00
PLTA Pumped Storage						
PLTP	15,00		7,00	15,00		10,00
PLTBiomass	2,00		26,00	2,00		27,00
PLTSa						
PLTS	58,00		2,00	61,00		5,00
PLTBioFuel		38,00			12,00	
PLT EBT Lain			7,00			7,00
PLTG	70,00	36,00		71,00	39,00	
PLTGU	65,00		27,00	65,00		33,00
PLTMG						
PLTD	4.620,00	617,00	16,00	4.583,00	622,00	6,00
PLTGB						
PLTU Batubara	70,00	1,00	47,00	79,00	1,00	50,00
PLTU Minyak/Gas	24,00			22,00		
Impor						
Subtotal	5.156,00	694,00	207,00	5.130,00	675,00	230,00
TOTAL			6.057,00			6.035,00

* Pembangkit proyek tidak dimasukkan

4.2.4. Realisasi Produksi Tenaga Listrik

Realisasi bauran energi hingga November 2016 masih didominasi oleh batubara sebesar 54,6%, gas 26%, air 7,8%, BBM 6,5%, panas bumi 4,3% dan EBT lain 0,8%. PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 23,7% pada tahun 2011 menjadi hanya 6,5% hingga November 2016, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara program percepatan pembangkit tahap 1 (FTP1) dan beberapa PLTU IPP. Dengan beroperasinya PLTU tersebut, maka bauran energi dari batubara meningkat dari 43,6% pada tahun 2011 menjadi 54,6% hingga November 2016. Selain itu PLN juga telah berhasil meningkatkan pemakaian bahan bakar gas dari 20,5% pada tahun 2011 menjadi 26% hingga November 2016. Sedangkan bauran energi dari energi baru dan terbarukan (EBT) tidak mengalami peningkatan yang signifikan, yaitu 12,2% pada tahun 2011 menjadi 12,9% hingga November 2016, hal ini disebabkan proses pengembangan pembangkit EBT yang membutuhkan waktu sangat lama. Realisasi produksi tenaga listrik ditunjukkan pada Tabel 4.22.

Tabel 4.22 Realisasi Produksi Tenaga Listrik (GWh)

Uraian	2011			2012		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerja sama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerja sama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	10.315.546	-	2.103.412	10.524.612	-	2.275.539
Panas Bumi	3.487.387		5.884.073	3.557.544		5.858.859
Biodiesel/Biofuel	-	-		-	-	
Biomass	-		-	-		-
Surya	-		-	-		-
Bayu						
EBT Lain			157			162
Gas	30.290.484	1.181.845	5.079.026	37.668.503	2.110.487	5.498.511
BBM :						
HSD	22.449.556	9.582.751	121.481	11.448.756	11.986.388	95.609
MFO	7.166.034	2.505.247	315.700	3.045.549	3.035.798	253.122
IDO	45.423			4.277		
HFO						
Batubara	54.949.547	2.481	22.785.447	69.375.287	102.763	31.232.317
Impor						
Subtotal	128.703.977	13.272.324	36.289.296	135.624.528	17.235.436	45.214.119
TOTAL			178.265.597			198.074.083

* Termasuk produksi pembangkit proyek

* Data per November 2016

Uraian	2013			2014		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	13.009.545	4.405	3.908.647	11.163.620	-	3.991.833
Panas Bumi	4.345.091		5.065.322	4.285.366		5.750.970
Biodiesel/Biofuel	29.452	119.314		135.233	583.314	
Biomass	-		-	1		208.311
Surya	-		-	6.811		31.299
Bayu						
EBT Lain			96			-
Gas	41.141.150	3.152.001	5.964.022	44.153.452	4.336.023	5.975.657
BBM :						
HSD	9.634.577	12.454.501	107.669	8.050.968	13.508.415	175.342
MFO	1.654.862	2.813.933	10.252	1.421.833	2.727.734	8.908
IDO	13.599			16.466		
HFO						
Batubara	76.251.924	131.185	34.037.860	84.213.780	110.653	35.279.631
Impor						
Subtotal	146.080.200	18.675.339	49.093.868	153.447.530	21.266.139	51.421.951
TOTAL			213.849.407			226.135.620

* Termasuk produksi pembangkit proyek

* Data per November 2016

Uraian	2015			2016*		
	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain	Milik Sendiri	Sewa	Excess Power/IPP/Kerjasama dengan Pemegang IUPTL lain
Air	10.004.480	375	3.735.673	12.485.856	192	4.980.690
Panas Bumi	4.391.549		5.655.874	3.608.865		6.119.535
Biodiesel/Biofuel	132.858	519.793		267.739	954.780	
Biomass	21		436.570	5		537.877
Surya	5.277		13.502	4.272		6.267
Bayu						
EBT Lain			3.704			5.307
Gas	45.879.786	4.620.948	7.148.078	47.627.766	3.926.352	6.951.801
BBM :						
HSD	4.818.539	10.581.282	16.608	3.203.313	7.246.674	11.032
MFO	942.448	2.634.689	209.627	1.037.555	2.209.165	842.162
IDO	9.446			3.798		
HFO						
Batubara	91.161.661	49.991	38.595.442	84.644.565	105.014	38.081.396
Impor						
Subtotal	157.346.065	18.407.078	55.815.078	152.883.734	14.442.177	57.536.067
TOTAL			231.568.221			224.861.978

* Termasuk produksi pembangkit proyek

* Data per November 2016

4.2.5. Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

PLN telah berhasil menurunkan pemakaian BBM dari 11,4 juta kiloliter pada tahun 2011 menjadi hanya 4,1 juta kiloliter hingga November 2016, dengan beroperasinya beberapa PLTU batubara program percepatan pembangkit tahap 1 (FTP1) dan beberapa PLTU IPP. Dengan beroperasinya PLTU tersebut maka pemakaian batubara meningkat secara signifikan dari 25,8 juta ton pada tahun 2011 menjadi 75,9 juta ton hingga November 2016. Selain itu juga terdapat peningkatan pemanfaatan bahan bakar gas/LNG dari 278 TBTU pada tahun 2011 menjadi 763 TBTU hingga November 2016. Realisasi konsumsi sumber energi primer ditunjukkan pada Tabel 4.23.

Tabel 4.23 Realisasi Konsumsi Sumber Energi Primer

Uraian	2011			2012			2013		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	25.800.788,5	1.611,2	324,5	33.237.396,9	68.110,7	10.576.318,8	37.128.354,9	540.118,0	14.970.922,0
Gas (MBTU)	261.173,6	17.111,9	-	321.614,1	27.769,7	43.858,8	364.797,8	41.745,1	38.122,8
BBM (KL) :									
HSD	6.393.709,8	2.539.487,8	729,6	3.367.549,3	3.214.670,1	2.241,4	2.903.499,5	3.359.449,0	-
MFO	1.900.238,1	590.057,4	-	851.838,3	718.520,0	-	496.530,3	683.060,1	-
IDO	13.922,7	-	-	2.513,2	-	-	3.220,8	-	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Uraian	2014			2015			2016		
	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP	Milik Sendiri	Sewa	IPP
Batubara (Ton)	43.360.765,2	501.645,6	17.183.448,6	47.573.323,3	552.616,9	18.097.281,7	57.295.337,4	648.960,1	18.001.942,6
Gas (MBTU)	396.972,4	49.356,4	46.346,2	400.344,9	52.599,2	45.270,4	672.719,5	46.765,2	43.879,5
BBM (KL) :									
HSD	2.439.629,0	3.619.931,2	3.139,3	1.519.044,3	2.847.190,3	2.561,2	1.167.939,4	1.959.927,9	1.613,1
MFO	433.887,7	662.439,7	-	263.210,5	639.291,9	21.167,2	354.498,7	541.234,4	46.631,2
IDO	3.849,2	-	-	2.244,0	-	-	902,7	1,9	-
HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass (Ton)	0,3	-	-	0,8	-	-	-	-	-

4.3 KONDISI SISTEM TRANSMISI

4.3.1. Realisasi Panjang Jaringan Transmisi

Panjang jaringan transmisi meningkat dari 36.550 kms pada tahun 2011 menjadi 44.217 kms hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.24.

Tabel 4.24 Realisasi Panjang Jaringan Transmisi (kms)

Uraian	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
500 kV	5,050	5,052	5,052	5,053	5,052	5,053	5,184
275 kV	1,011	1,028	1,420	1,766	1,766	2,085	2,311
150 kV	24,789	26,013	27,623	28,694	29,631	30,675	31,897
70 kV	4,573	4,457	4,228	4,125	4,114	4,279	4,824
Jumlah	35,423	36,550	38,323	39,638	40,563	42,091	44,217

* Realisasi sampai November 2016

4.3.2. Realisasi Susut Transmisi

Susut transmisi relatif berfluktuasi dengan nilai tertinggi sebesar 2,47% pada tahun 2012 dan menurun menjadi 2,35% hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.25.

Tabel 4.25 Realisasi Susut Transmisi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Susut Transmisi (GWh)	3.993	4.729	4.856	5.221	5.244	5.622
Susut Transmisi (%)	2,31	2,47	2,35	2,39	2,35	2,35

4.3.3. Realisasi Kapasitas Trafo GI

Kapasitas trafo GI meningkat dari 69.476 MVA pada tahun 2011 menjadi 101.796 MVA hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.26.

Tabel 4.26 Realisasi Kapasitas Trafo GI (MVA)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
500/150 kV	21,500	24,000	24,000	26,500	28,000	29,000
275/150 kV	410	590	590	770	910	1410
150/70 kV	4,746	4,746	4,806	4,995	5,026	5,126
150/20 kV	39,036	43,473	46,971	51,334	53,850	61,545
70/20 kV	3,784	3,782	3,950	4,165	4,265	4,715
Jumlah	69,476	76,591	80,317	87,764	92,051	101,796

* Realisasi sampai November 2016

Jumlah unit trafo GI meningkat dari 1.217 unit pada tahun 2011 menjadi 1.640 unit hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.27.

Tabel 4.27 Realisasi Kapasitas Trafo GI (Unit)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
500/150 kV	47	49	49	52	57	59
275/150 kV	7	7	5	5	9	10
150/70/20 kV	967	1,040	1,120	1,165	1,216	1,355
70/20 kV	196	196	192	192	200	216
Jumlah	1,217	1,292	1,366	1,414	1,482	1,640

* Realisasi sampai November 2016

4.3.4. Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Pemakaian sendiri GI menurun dari 0,06% pada tahun 2011 menjadi 0,05% hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Realisasi Pemakaian Sendiri GI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Pemakaian Sendiri GI (GWh)	97.8	93.59	112.87	104.93	114.7	119.617
Pemakaian Sendiri GI (%)	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

* sampai dengan November 2016

4.3.5. Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik

Beban puncak meningkat dari 26.366 MW pada tahun 2011 menjadi 36.844 MW hingga November 2016, seperti ditunjukkan pada Tabel 4.29.

Tabel 4.29 Realisasi Beban Puncak Sistem Tenaga Listrik (MW)

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Beban Puncak	26.366	28.559	30.498	32.943	32.959	36.844

* Beban puncak Non-coincident

4.4 KONDISI SISTEM DISTRIBUSI**4.4.1. Realisasi Sistem Distribusi**

Pada Tabel 4.30 diberikan perbaikan susut jaringan dan keandalan sistem distribusi pada lima tahun terakhir.

Tabel 4.30 Realisasi Sistem Distribusi

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016*)
Panjang JTM (kms)	287,423	311,740	328,151	338,085	345,406	357,622
Panjang JTR (kms)	409,561	426,969	467,536	583,386	583,546	588,479
Susut jaringan distribusi (GWh)	10,044	13,005	15,713	16,061	16,652	15,779
Susut jaringan distribusi (%)	5.98%	6.95%	7.77%	7.52%	7.64%	7.44%
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	38,900	40,271	42,800	46,334	49,667	49,864
Jumlah trafo gardu distribusi (Unit)	317,186	343,045	361,783	388,197	404,344	406,758
Pemakaian sendiri gardu distribusi (GWh)	245.2	278.9	432.8	475.3	413.2	492.7

* Data sampai dengan November 2016

4.4.2. Realisasi SAIDI dan SAIFI

Realisasi keandalan pasokan listrik kepada konsumen yang diukur dengan indikator SAIDI dan SAIFI²⁶ jaringan PLN pada 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 4.31.

Tabel 4.31 Realisasi SAIDI dan SAIFI

Uraian	2011	2012	2013	2014	2015	2016
SAIDI (jam/pelanggan)	4,71	3,85	5,76	5,81	5,31	5,85
SAIFI (kali/pelanggan)	4,9	4,22	7,26	5,58	5,97	4,8

* Realisasi per November 2016

4.5 PENANGGULANGAN JANGKA PENDEK

4.5.1 Wilayah Sumatera

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. Melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik dan peningkatan rasio elektrifikasi.

4.5.2 Wilayah Jawa Bali

Realisasi operasi sistem kelistrikan Jawa – Bali sepanjang tahun 2015 dan 2016 pada umumnya berjalan normal dan aman. Pada tahun 2015 selama periode beban puncak sistem Jawa Bali mengalami 6 kali (1,6%) periode siaga (cadangan operasi \leq 815 MW), 4 kali (1,1%) kondisi defisit dan 355 kali (97,3%) kondisi normal (cadangan operasi \geq 815 MW).

²⁶ SAIDI adalah *System Average Interruption Duration Index*, SAIFI adalah *System Average Interruption Frequency Index*

Aliran daya melalui SUTET 500 kV mengalir dari Jawa bagian Timur ke Jawa bagian Barat, dimana transfer daya dari tertinggi terjadi pada Oktober 2015 sebesar 3.137 MW dengan rata-rata transfer selama satu tahun sebesar 2.397 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.

4.5.3 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) Meningkatkan 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.

4.6 PENANGGULANGAN JANGKA MENENGAH TAHUN 2017-2020

4.6.1. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Wilayah Sumatera

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

Pembangkitan

Menyelesaikan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang ditargetkan COD dalam kurun waktu tahun 2017-2021, yang terdiri dari PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTG/MG, PLTGU dan pembangkit energi terbarukan lainnya.

Transmisi dan Gardu Induk

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

- Mempercepat penyelesaian GITET 275 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 penyelesaian 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 transmisi 275 kV Padang Sidempuan – Sarulla – Simangkok – Galang.
- Mempercepat pembangunan transmisi 275 kV jalur timur Sumatera dari New Aur Duri–Betung yang ditargetkan beroperasi pada akhir 2017, untuk dapat mengevakuasi power dari PLTU IPP Sumsel-5 dan Sumsel-1.
- Segera menyelesaikan pembangunan transmisi 500 kV Sumatera dari New Aur Duri – Peranap – Perawang sebagai *Backbone* koridor timur Sumatera. Proyek ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2019.
- Segera melaksanakan pembangunan transmisi 275 kV dari Betung ke 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 dan PLTGU/MG Sumbagut-2 Peaker, PLTU Nagan Raya #3,4, yang diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018.
- Dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di daerah Bengkalis dan Selat Panjang maka direncanakan akan dibangun transmisi 150 kV ke daerah tersebut yang diharapkan dapat beroperasi pada 2019.

4.6.2. Upaya Penanggulangan Jangka Menengah Sistem Jawa Bali

Upaya-upaya jangka menengah tahun 2017-2021 yang harus segera dilaksanakan/diselesaikan pada sistem Jawa-Bali meliputi penambahan pembangkit sebesar, pembangunan GITET 500 kV, SUTET 500 kV, GI 150 kV dan transmisi 150 kV.

Pembangkitan

- Untuk menjaga *reserve margin* tahun 2016-2017 dan memenuhi pertumbuhan listrik yang tinggi, sertaantisipasi terjadinya *slippage project* pembangkit, diperlukan percepatan pembangunan pembangkit berikut:
 - Mempercepat penyelesaian pembangunan PLTU Banten (625 MW), PLTP Karaha Bodas (30 MW) dan PLTGU *Peaker* Grati (GT 150 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2017.
 - Mempercepat pembangunan PLTGU *Peaker* Grati (GT+ST 300 MW), PLTGU *Peaker* Muara Karang (500 MW), PLTGU *Peaker* Jawa-Bali 1 (GT 500 MW), PLTMG Senayan (100 MW) dan PLTGU Jawa-2 (GT 600 MW) yang diharapkan dapat beroperasi tahun 2018.
- Pada tahun 2019-2020 diperlukan pembangunan beberapa pembangkit untuk mengantisipasi beban seperti ditunjukkan pada Tabel 4.32.

Tabel 4.32 Rencana Pengembangan Pembangkit di Jawa-Bali Tahun 2019-2020

Kategori	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Pengembang	Indikasi Lokasi
Beban Dasar	PLTU Lontar Exp	1 x 315	PLN	Banten
	PLTU Jawa Tengah	2 x 950	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-1	1 x 1.000	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-3	2 x 660	IPP	Jawa Barat
	PLTU Jawa-4	2 x 1.000	IPP	Jawa Tengah
	PLTU Jawa-7	2 x 1.000	IPP	Banten
	PLTU Jawa-8	1 x 1.000	IPP	Jawa Tengah
Beban Menengah	PLTGU Jawa-1	2 x 800	IPP	Jawa Barat
	PLTGU Jawa-2 (ST)	200	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-3	1 x 800	IPP	Jawa Timur
Beban Puncak	PLTGU Grati Add-on Blok 2	150	PLN	Jawa Timur
	PLTGU Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	650	PLN	DKI Jakarta
	PLTGU Jawa-Bali 1 (ST)	200	IPP	Jawa Tengah
	PLTGU Jawa-Bali 2	500	IPP	Jawa Timur
	PLTGU Jawa-Bali 3	500	IPP	Banten
	PLTGU Jawa-Bali 4	450	IPP	Jawa Barat
	PLTA Rajamandala	47	IPP	Jawa Barat
	PLTA Jatigede	2 x 55	PLN	Jawa Barat
Jumlah		14.742		

Transmisi dan Gardu Induk

Selain GI 150 kV dan Transmisi 150 kV, secara garis besar diperlukan perkuatan GITET 500 kV dan SUTET 500 kV untuk evakuasi daya dari pembangkit – pembangkit skala besar ke pusat beban serta perkuatan *backbone* Sistem Jawa Bali yaitu sebagai berikut:

- Perkuatan Barat Laut Jawa, yaitu mempercepat pelaksanaan SUTET Suralaya Lama – Suralaya Baru #2, Rekonduktoring SUTET 500 kV Suralaya Lama – Balaraja – Lengkong (Gandul) dan pembangunan SUTET 500 kV Balaraja – Durikosambi untuk evakuasi daya PLTU di sisi Banten Barat Laut Jawa.
- Looping Utara Jakarta, yaitu mempercepat SUTET 500 kV Kembangan – Duri Kosambi – Muara Karang – Priok – Muara Tawar dan GITET 500 kV terkaitnya. SUTET ini diperlukan untuk evakuasi daya dari pembangkit besar ke Sistem Jakarta.
- SUTET Jateng Jabar yaitu: mempercepat pembangunan SUTET 500 KV Tanjung Jati B – Tx Ungaran – Batang - Indramayu – Deltamas beserta

GITET Batang dan outlet 150 kVnya, SUTET Ungaran – Pedan, SUTET sirkit 2-3 (rekonfigurasi sirkit 1 menjadi 2 sirkit) ruas Mandirancan – Bandung Selatan dan SUTET Bandung Selatan – *incomer* (Tasik – Depok). SUTET ini diperlukan untuk perkuatan Backbone Sistem Jawa Bali di Jawa Barat dan Jawa Tengah serta tambahan evakuasi ke sisi utara Pulau Jawa.

- Pembangunan *Jawa Bali Crossing* 500 kV dari PLTU Paiton ke New Antosari dan GITET Antosari, untuk memperkuat pasokan ke sistem Bali.
- Rekonfigurasi SUTET Muara Tawar – Cibinong – Bekasi – Cawang.
- Mempercepat pembangunan GITET/IBT baru yaitu: GITET Lengkong, GITET Cikupa, GITET Cawang Baru, GITET Tambun, GITET Deltamas, GITET Sukatani, GITET Ampel, GITET Surabaya Selatan termasuk SUTET/SKTET Grati – Surabaya Selatan, GITET Waru dan beberapa tambahan IBT di GITET eksisting.

4.6.3. 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), Kaltim MT (2x27,5 MW), PLTU Berau (Ex Timika) (2x7MW) dan PLTU Ketapang (Ex Timika) (2x7 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 transmisi 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), Jenepono 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 V

KETERSEDIAAN SUMBER ENERGI PRIMER

5.1. BATUBARA

Menurut data dari Badan Geologi Kementerian ESDM tahun 2016, *database* batubara terdiri dari 1.029 lokasi yang tersebar di pulau Sumatera, pulau Jawa bagian barat, pulau Kalimantan, pulau Sulawesi bagian selatan, dan pulau Papua. Hasil perhitungan keseluruhan menunjukkan bahwa sumber daya batubara Indonesia sampai dengan tahun 2016 adalah sebesar 128.062,64 juta ton batubara, sedangkan cadangan batubara sebesar 28.457,29 juta ton seperti terlihat pada Tabel 5.1 berikut ini.

Tabel 5.1. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2016

Kualitas	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)		
	Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
Kalori Rendah	599,17	11.263,95	15.913,98	16.420,26	44.197,36	7.108,27	7.121,47	14.229,74
Kalori Sedang	3.343,53	27.436,16	19.822,35	20.357,92	70.959,96	3.570,70	6.841,66	10.412,36
Kalori Tinggi	588,04	3.967,88	2.480,65	2.804,63	9.841,19	541,60	2.769,20	3.310,80
Kalori Sangat Tinggi	2,06	1.726,74	735,33	600,00	3.064,13	264,19	240,21	504,39
JUMLAH	4.532,79	44.394,72	38.952,31	40.182,81	128.062,64	11.484,76	16.972,53	28.457,29

Catatan :

- 1 Kualitas Batubara berdasarkan kelas nilai kalori (Kep No. 13 Tahun 2000 diperbaharui dengan PP No. 45 Tahun 2003)
 - a. Kalori Rendah < 5100 kal/gr
 - b. Kalori Sedang 5100 - 6100 kal/gr
 - c. Kalori Tinggi 6100 - 7100 kal/gr
 - d. Kalori Sangat Tinggi > 7100 kal/gr

2 Kelas Sumberdaya batubara

- a. Hipotetik Hasil Survey Tinjau
- b. Tereka Hasil Prospeksi
- c. Tertunjuk Hasil Eksplorasi Pendahuluan
- d. Terukur Hasil Eksplorasi Rinci

3 Kelas Cadangan

- Terkira
- Terbukti

Apabila dibandingkan dengan neraca tahun 2015, terdapat kenaikan sumber daya batubara sebesar 1.453,30 juta ton, sedangkan cadangan batubara pada tahun 2016 mengalami penurunan sebanyak 3.806,39 juta ton (Gambar 5.1). Meningkatnya angka sumber daya batubara karena adanya penambahan data yang dikumpulkan pada tahun 2016 serta adanya perubahan status dari cadangan ke sumber daya.



Gambar 5.1 Grafik Perubahan Nilai Sumber Daya dan Cadangan Batubara Tahun 2012 – 2016

Penurunan angka cadangan batubara sangat terkait dengan kondisi ekonomi global yang dipicu oleh melemahnya harga minyak bumi. Harga batubara secara tidak langsung ikut turun seiring dengan turunnya harga minyak bumi. Hal ini mempengaruhi perhitungan cadangan batubara yang sangat tergantung pada berbagai faktor penentu (*modifying factor*), diantaranya harga jual batubara. Sebagai gambaran, pada kisaran harga batubara US\$ 80/ton, suatu wilayah prospek seluas 25 Ha dinilai sangat ekonomis untuk ditambang. Namun, di saat harga batubara turun menjadi US\$ 40/ton wilayah tersebut bisa saja dianggap tidak ekonomis untuk ditambang dengan asumsi nilai jual tidak lebih besar dari biaya produksi. Oleh karena itu potensi batubara tersebut tidak dapat dikategorikan lagi sebagai cadangan yang dapat ditambang, sehingga statusnya akan dikembalikan ke sumber daya terunjuk atau terukur. Sumber daya dan cadangan batubara per provinsi di Indonesia tahun 2016 adalah seperti terdapat pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Per Provinsi Tahun 2015.

No.	Pulau	Provinsi	Sumberdaya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)		
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
1	JAWA	Banten	5,47	38,9	28,45	25,10	98,0	0,00	0,00	0,00
2		Jawa Tengah	0,00	0,82	0,00	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00
3		Jawa Timur	0,00	0,08	0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00
4	SUMATERA	Aceh	0,00	423,6	163,69	662,93	1250,	95,30	321,38	416,68
5		Sumatera Utara	0,00	7,00	1,84	25,75	34,5	0,00	0,00	0,00
6		Riau	3,86	209,8	587,82	689,28	1490,	85,57	523,32	608,89
7		Sumatera Barat	19,90	304,2	278,78	347,38	950,	1,67	196,17	197,84
8		Jambi	129,16	1216,5	896,04	1038,02	3279,	314,09	351,62	665,71
9		Bengkulu	0,00	117,3	171,74	126,48	415,	16,20	62,92	79,12
10		Sumatera Selatan	3.290,98	10.859,3	14.826,24	12.020,27	40.996,	5.557,53	5.509,45	11.066,98
11		Lampung	0,00	122,9	8,21	4,47	135,	11,74	0,00	11,74
12	KALIMANTAN	Kalimantan Barat	2,26	477,6	6,85	4,70	491,	0,00	0,00	0,00
13		Kalimantan Tengah	22,54	11299,9	3805,64	2849,22	17977,	910,76	1090,57	2001,33
14		Kalimantan Selatan	0,00	4.739,1	4.402,79	5.893,65	15.035,	1.308,49	3.961,76	5.270,25
15		Kalimantan Timur	909,95	13680,4	13049,18	15401,10	43040,	2760,01	4434,93	7194,94
16		Kalimantan Utara	25,79	795,8	595,37	1041,20	2458,	423,34	520,36	943,70
17	SULAWESI	Sulawesi Barat	8,13	15,1	0,78	0,16	24,2	0,00	0,00	0,00
18		Sulawesi Selatan	5,16	48,8	128,90	53,09	235,	0,06	0,06	0,12
19		Sulawesi Tengah	0,52	1,98	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00
20	MALUKU	Maluku Utara	8,22	0,00	0,00	0,00	8,22	0,00	0,00	0,00
21	PAPUA	Papua Barat	93,66	32,8	0,00	0,00	126,	0,00	0,00	0,00
22		Papua	7,20	2,16	0,00	0,00	9,36	0,00	0,00	0,00
TOTAL INDONESIA			4.532,79	44.394,	38.952,31	40.182,8	128.062	11.484,7	16.972,5	28.457,2

Sesuai dengan SNI 5015 tahun 2011, sumber daya hipotetik ditiadakan karena merupakan tanggungjawab pemerintah untuk melaksanakan penyelidikan pendahuluan yang menghasilkan sumber daya hipotetik (Sub bab 2.3). Jadi nilai sumber daya dan cadangan yang ditampilkan adalah nilai yang dihasilkan oleh perusahaan pemegang izin PKP2B dan IUP (Tabel 5.3).

Tabel 5.3. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Sesuai dengan SNI 5015 Tahun 2011

Kualitas	Sumberdaya (Juta Ton)				Cadangan (Juta Ton)		
	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
Kalori Rendah	11.263,95	15.913,98	16.420,26	43.598,19	7.108,27	7.121,47	14.229,74
Kalori Sedang	27.436,16	19.822,35	20.357,92	67.616,43	3.570,70	6.841,66	10.412,36
Kalori Tinggi	3.967,88	2.480,65	2.804,63	9.253,15	541,60	2.769,20	3.310,80
Kalori Sangat Tinggi	1.726,74	735,33	600,00	3.062,07	264,19	240,21	504,39
JUMLAH	44.394,72	38.952,31	40.182,81	123.529,84	11.484,76	16.972,53	28.457,29

1 Kualitas Batubara berdasarkan kelas nilai kalori (

No. 13 Tahun 2000 diperbarui dengan PP No. 45 Tahun 2003)

a. Kalori Rendah < 5100 kal/gr

lori Sedang 5100 - 6100 kal/gr

c. Kalori Tinggi 6100 - 7100 kal/gr

d. Kalori Sangat Tinggi > 7100 kal/gr

2 Kelas Sumberdaya batubara

a. Hipotetik Hasil Survey Tinjau

b. Tereka Hasil Prospeksi

c. Tertunjuk Hasil Eksplorasi Pendahuluan

d. Terukur Hasil Eksplorasi Rinci

3 Kelas Cadangan

Terkira

Terbukti b.Ka

Data tersebut dalam *adb* (*ash dried basis*)²⁷. Pembagian kualitas batubara berdasarkan kelas nilai kalori tersebut sesuai dengan Keputusan Presiden Nomor 13 Tahun 2000 yang diperbarui dengan Peraturan Pemerintah Nomor 45 Tahun 2003 tentang Tarif Atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. Gambar 5.2 menunjukkan perbandingan sumber daya dan cadangan dari IUP, PKP2B, dan Pemerintah.



Gambar 5.2. Perbandingan Sumber Daya dan Cadangan dari IUP, PKP2B dan Pemerintah

²⁷Angka *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*.

Walaupun cadangan batubara Indonesia tidak terlalu besar, namun tingkat produksi batubara sangat tinggi, yaitu mencapai 461 juta ton pada tahun 2015²⁸. Sebagian besar dari produksi batubara tersebut diekspor ke China, India, Jepang, Korea Selatan dan Taiwan dan negara lain²⁹. Dengan asumsi tingkat produksi batubara setelah tahun 2019 tetap sebesar 400 Juta Ton dan tidak ada penambahan cadangan baru maka seluruh cadangan batubara Indonesia sebesar 28.457,29 juta ton diatas diperkirakan akan habis dalam waktu sekitar 72 tahun (Tahun 2086). Untuk menjamin pasokan kebutuhan domestik yang terus meningkat, Pemerintah telah menerapkan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) yang mewajibkan produsen batubara untuk menjual sebagian produksinya ke pengguna batubara dalam negeri.

Produksi batubara hampir seluruhnya berada di Kalimantan yaitu 93% dan selebihnya sebesar 7% di Sumatera, sehingga memerlukan infrastruktur berupa pelabuhan, penyimpanan batubara (*stockpile*) dan sarana pengangkutan melalui darat terutama kereta api. Sementara Pengguna batubara dalam negeri terbesar adalah pembangkit listrik sebesar 81%, sedangkan sebagian kecil untuk industri semen, tekstil, pupuk, pulp dan metalurgi yang lokasi penggunaanya paling banyak terdapat di Jawa. PT 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 2014-2016 akibat melemahnya *demand* batubara global telah membuat ketersediaan batubara untuk pasar domestik meningkat.

Strategi yang digunakan oleh PLN dalam penyediaan batubara dengan memperhatikan konsep pembangunan PLTU batubara yaitu:

- a. Pembangunan PLTU batubara di Sumatera dan Kalimantan menganut prinsip *resources base*, dimana PLTU ditempatkan lebih banyak di dekat sumber energi (Sumatera Selatan, Kalimantan Selatan, Kalimantan Tengah dan Kalimantan Timur yang memiliki cadangan batubara sangat besar). Sehingga PLTU yang dikembangkan di Sumatera dan Kalimantan diusahakan berjenis PLTU mulut tambang, yang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok penyediaan dari pembangkit.
- b. Pembangunan PLTU batubara di luar Sumatera dan Kalimantan didasarkan pada prinsip *regional balance*, dimana PLTU dibangun mendekati pusat beban. Karena tidak ada sumber energi yang cukup

²⁸ *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2016*, Pusdatin Kementerian ESDM

²⁹ Website Indoanalisis pada tanggal 9 Juni 2012, <http://www.indoanalisis.com/2012/06/tren-ekspor-batubara-semakin-tinggi-dan-sulit-di-stop/>

untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listriknya, maka batubara dikirim dari sumbernya di Kalimantan atau Sumatera dengan mempertimbangkan *least cost*. Sehingga pembangunan PLTU di luar Sumatera dan Kalimantan berjenis PLTU non mulut tambang.

Dalam RUPTL 2017-2026 ini terdapat rencana pengembangan beberapa PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan. Definisi PLTU mulut tambang di sini adalah PLTU batubara yang berlokasi di dekat tambang batubara yang tidak mempunyai infrastruktur transportasi yang memungkinkan batubara diangkut ke pasar secara besar-besaran, sehingga batubara di tambang tersebut pada dasarnya menjadi tidak *tradable*. Dengan definisi seperti itu, harga batubara untuk PLTU mulut tambang ditetapkan dengan formula *cost plus margin*.

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

Untuk menjamin keandalan pasokan batubara dan efisiensi biaya, 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 ketersediaan batubara ke lokasi PLTU tersebut.

Strategi yang dilakukan oleh PLN dalam penyediaan batubara untuk pembangkit PLN adalah :

1. Menyelaraskan perencanaan penyediaan batubara dengan kebutuhan pembangkit sesuai dengan lokasi, spesifikasi dan volume.

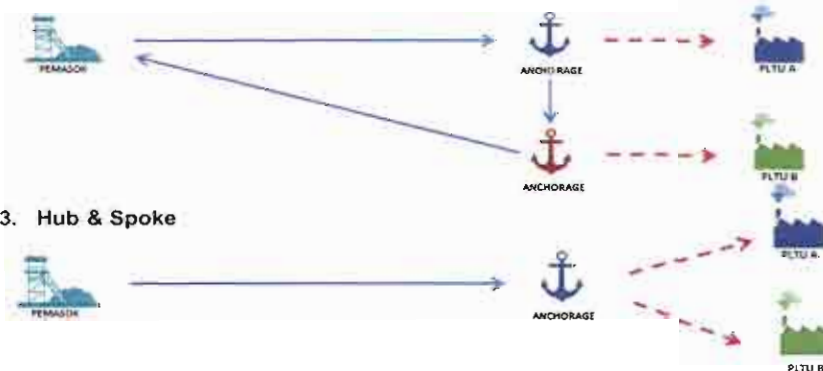
2. Memetakan sumber-sumber batubara di Kalimantan dan Sumatera yang akan menjadi masukan dalam RUPTL, baik untuk PLTU mulut tambang di Sumatera dan Kalimantan maupun di luar Sumatera dan Kalimantan.
3. Melakukan zonasi pasokan batubara bagi pembangkit eksisting untuk mengefisienkan biaya transportasi.
4. Melakukan kontrak batubara jangka panjang secara langsung dengan perusahaan tambang besar (PKP2B).
5. Melakukan kontrak jangka pendek dan menengah (1 – 5 tahun) untuk memastikan kecukupan dan fleksibilitas pasokan secara optimum.
6. Menerapkan sistem transportasi yang lebih optimal dan efisien (pemilihan jenis dan kapasitas alat angkut), juga dengan pemilihan metode *direct shipment*, *milk run* dan *hub & spoke* sesuai kondisi geografis PLTU.

Ada beberapa model sistem pengiriman yang digunakan dalam penyediaan batubara yaitu:

1. Direct Shipment



2. Milk Runs



3. Hub & Spoke



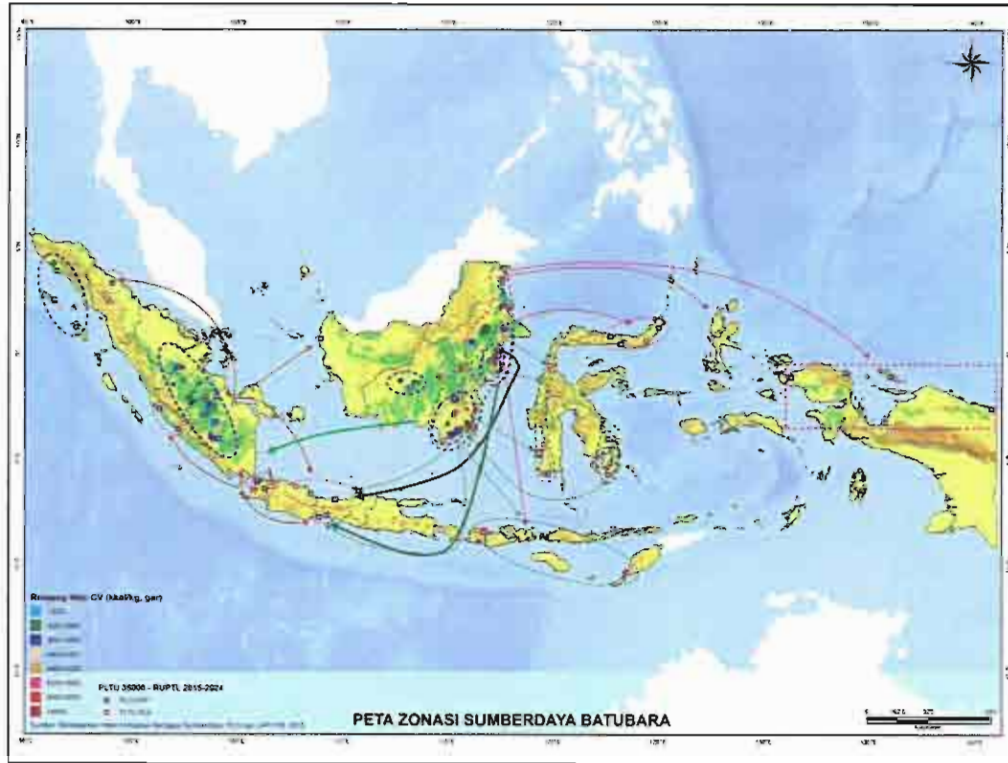
Gambar 5.3. Sistem Transportasi Batubara

7. Menyempurnakan infrastruktur penerimaan batubara di pembangkit agar lebih efisien dan andal.
8. Memperkuat peran dan posisi PT PLN Batubara dan PT Bahtera Adhiguna untuk menjamin:
 - a. *Security* pasokan jangka pendek dan jangka panjang.
 - b. Menjamin biaya penyediaan batubara yang murah.
 - c. Efisiensi biaya pengangkutan
9. Meminta pemerintah melanjutkan Kebijakan DMO untuk menjamin pasokan batubara baik dari sisi volume maupun kualitas sesuai kebutuhan PLN.

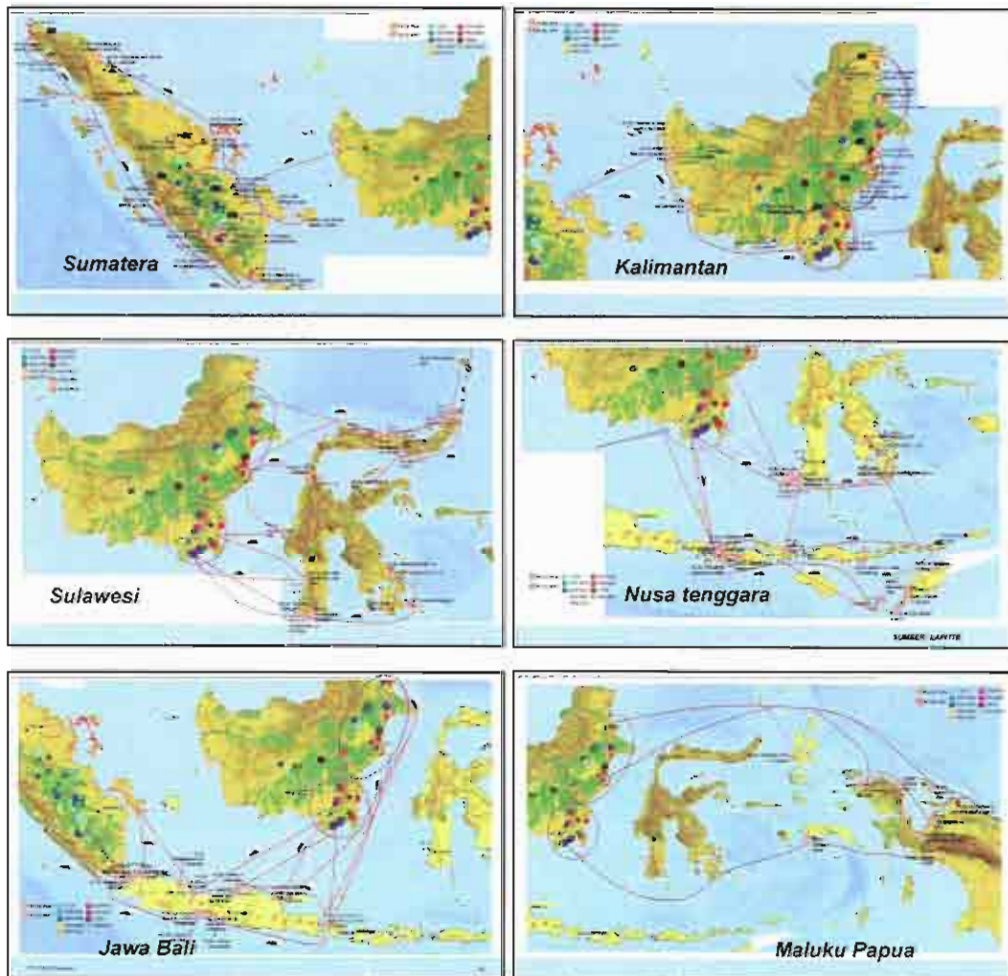
10. Merencanakan pembangunan *Coal Processing Plant* (CPP) di Jawa, Sumatera dan Kalimantan untuk menjamin *security*, fleksibilitas, kualitas dan efisiensi.
11. Untuk meningkatkan efisiensi serta kualitas batubara yang diterima pembangkit sedang dikembangkan teknologi pengering batubara/*coal upgrading* misalnya di PLTU Lontar, serta pemanfaatan batubara lokal dengan atau tanpa pengering batubara untuk beberapa PLTU antara lain PLTU Nagan Raya.

Selain penugasan ke Anak Perusahaan, ada hal lain yang dilakukan untuk meningkatkan jaminan keandalan pasokan batubara ke PLTU PLN baik secara kualitas, kuantitas dan tepat waktu dengan biaya penyediaan yang efisien. Beberapa program yang dilakukan dalam penyediaan batubara PLTU antara lain:

1. Penerapan zonasi sumber tambang batubara dengan PLTU terdekat.
Cadangan batubara Indonesia sebagian besar hanya ada di pulau Sumatera dan pulau Kalimantan, sehingga diperlukan suatu pengelompokan atau zonasi untuk mengoptimalkan pasokan batubara ke PLTU. Zonasi adalah pembagian suatu daerah menjadi beberapa wilayah sehingga diperoleh jaminan pasokan batubara yang paling efisien, baik secara jarak, harga, kualitas maupun kecukupan cadangan batubara yang tersedia. Implementasi zonasi menjadi sangat penting. Gambar-5.3 menunjukkan rencana zonasi untuk pasokan batubara ke PLTU di Indonesia, yang dijelaskan lebih detail pada Gambar-5.4 di bawah ini.



Gambar 5.4 Peta Zonasi Sumber Daya Batubara



Gambar 5.5 Peta Zonasi Pasokan Batubara per Regional

2. Mengoptimalkan sarana logistik batubara sejak *loading port* sampai dengan PLTU (alat angkut, *unloading facility*).

Selain penerapan zonasi tambang batubara untuk efisiensi harga batubara, penggunaan alat angkut batubara yang efisien juga sangat penting untuk penurunan harga transportasi batubara. Penggunaan *vessel* untuk jarak yang jauh lebih efisien dibandingkan dengan menggunakan *barge* atau tongkang sekaligus menjaga kualitas batubara tetap terjaga. Begitu juga sebaliknya, penggunaan *barge* atau tongkang lebih efisien untuk jarak yang pendek dibandingkan dengan penggunaan *vessel*.

3. Menyiapkan sarana *Coal Processing Plant* di beberapa lokasi dengan pertimbangan selain untuk jaminan pasokan dan kualitas juga dapat mengoptimalkan pemanfaatan batubara yang lebih besar. *Coal Processing Plant* (CPP) akan dilengkapi dengan fasilitas *jetty*, peralatan bongkar muat, *material handling equipment*, *blending facilities*, *stockpiling* yang memadai serta *receiving* dan *delivery*, sehingga dengan adanya *Coal Processing Plant* (CPP) diperoleh beberapa keuntungan sebagai berikut:

- a. Merubah jenis transportasi batubara dari sumber ke PLTU dengan menggunakan *barge*, menjadi dari sumber dengan *vessel* – CPP - ke PLTU dengan *barge* yang bisa memperoleh benefit dari kecepatan dan ketepatan waktu, harga angkut dan kualitas batubara yang terjaga.
- b. *Security of supply* dengan adanya CPP yang berfungsi juga sebagai *emergency coal storage*, terlebih lagi mengantisipasi terhadap permasalahan kendala cuaca pada periode tertentu.
- c. Pencegahan penurunan *quality of supply* yang disebabkan lamanya pengangkutan batubara dengan *barge* dan kontaminasi air laut.
- d. Melakukan *blending* batubara sesuai kebutuhan PLTU dan hanya di satu tempat, sehingga dapat menghemat biaya investasi peralatan *blending*.

Diperlukannya *blending facilities* untuk memperbaiki dan menyatukan sifat dan kualitas batubara dari berbagai daerah asal atau dengan jenis yang berbeda, sehingga menghasilkan batubara dengan spesifikasi sesuai persyaratan yang dibutuhkan PLTU. Biasanya *blending* dilakukan antara batubara peringkat rendah dan peringkat tinggi, kadar abu tinggi dan abu rendah, kadar belerang tinggi dan belerang rendah. Dalam suatu PLTU, sistem *blending* dapat memberikan banyak keuntungan antara lain:

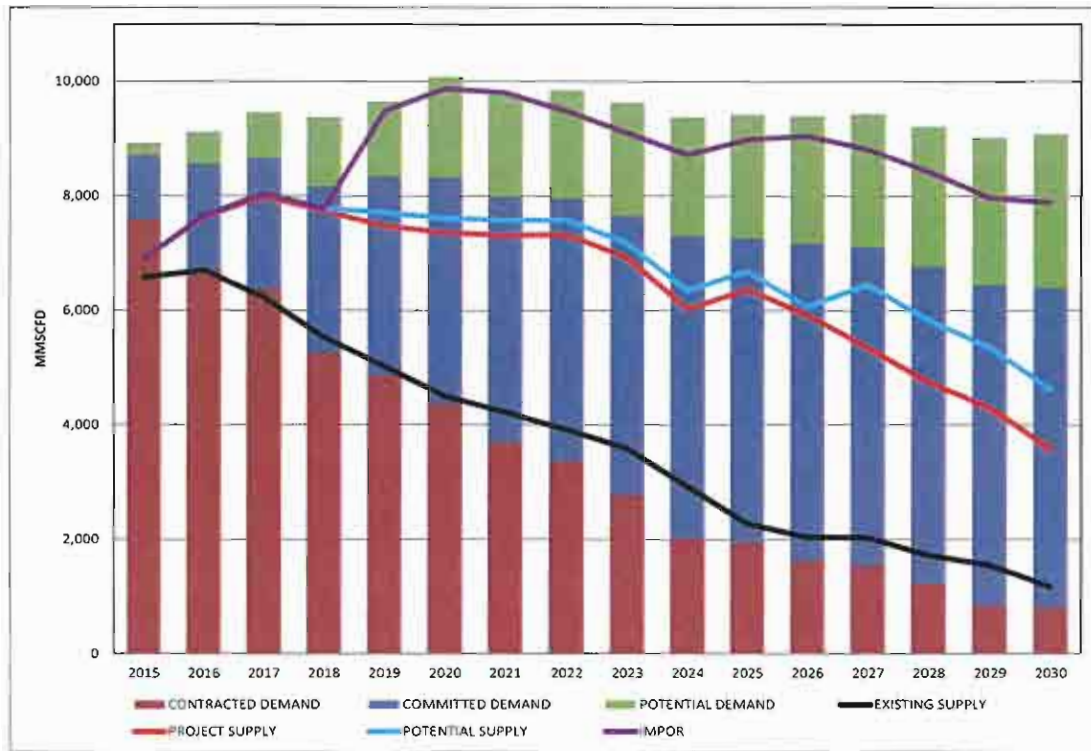
- a. Meningkatkan fleksibilitas sumber tambang dan memperluas rentang spesifikasi batubara yang dapat digunakan pada pembangkit.
 - b. Mengoptimalkan pemanfaatan potensi batubara di seluruh Indonesia.
4. Khusus untuk penyediaan kawasan Indonesia Timur, yang jauh dari sumber tambang (tidak tersedia sumber daya batubara), dilakukan dengan menerapkan metode pengiriman batubara *milk runs* (menggunakan kapal yang memasok batubara untuk beberapa lokasi PLTU) serta *hub & spoke* (menggunakan terminal batubara sebagai *hub* untuk memasok beberapa lokasi PLTU) yang diharapkan menjamin pasokan batubara ke PLTU tepat waktu dan terjaga kualitasnya dengan biaya yang efisien.

5.2. GAS BUMI

Indonesia memiliki cadangan gas bumi konvensional sebesar 151,33 TSCF³⁰ (status Januari 2015) dengan rincian cadangan terbukti sebesar 97,99 TSCF dan cadangan potensial sebesar 53,34 TSCF yang tersebar terutama di kepulauan Natuna, Sumatera Selatan, Kalimantan Timur, Masela di Maluku serta Tangguh di Papua Barat. Pada tahun 2015, asumsi rata-rata tingkat produksi per tahun sebesar 3 TCF. Namun cadangan gas terbesar di *East Natuna* masih belum ekonomis untuk produksi dikarenakan tingkat kandungan CO₂ yang tinggi.

Berdasarkan neraca gas bumi Indonesia 2015-2030 (Gambar 5.5), proyeksi kebutuhan gas mencapai 9.425 MMSCFD pada tahun 2025. Nilai ini lebih tinggi daripada proyeksi KEN sebesar 8.248 MMSCFD pada tahun yang sama. Perbedaan ini disebabkan karena asumsi pertumbuhan ekonomi dan elastisitas permintaan terhadap PDB yang berbeda. Selain itu, permintaan gas untuk sektor kelistrikan yang sudah *committed* dan *contracted* adalah 2.081 MMSCFD pada tahun yang sama, nilai ini tidak termasuk *potential demand*. Terjadi peningkatan defisit pasokan gas dimana selisih pasokan dan kebutuhan gas mengalami peningkatan. Hal ini disebabkan karena jumlah pasokan tidak bisa mengimbangi permintaan gas.

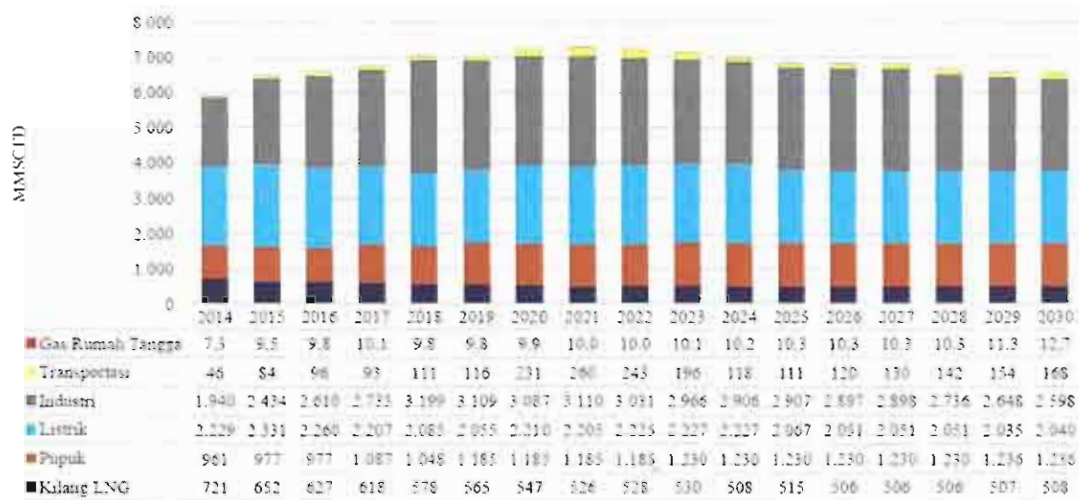
³⁰Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2016, Pusdatin Kementerian ESDM



Gambar 5.6 Neraca Gas Bumi Indonesia 2015-2030

Untuk memperlambat Indonesia menjadi negara *net importer*, Indonesia harus dapat menarik investor besar untuk eksplorasi dan eksploitasi lapangan gas baru dan pengembangan infrastrukturnya. Akibat ketidakcukupan ketersediaan gas domestik ini ke depan PLN sebagai *anchor buyer* gas bumi nasional sehingga memerlukan impor LNG yang volumenya terus meningkat. Sehingga ketahanan pasokan gas untuk PLN akan semakin rentan terhadap ketersediaan dan fluktuasi harga LNG internasional.

Proyeksi pemanfaatan gas bumi pada tahun 2014 – 2030 dapat dilihat pada Gambar 5.6.



Gambar 5.7 Proyeksi Pemanfaatan Gas Bumi (Peta Kebijakan Gas Bumi Nasional 2014-2030)

Berdasarkan peta kebijakan gas bumi nasional 2015 – 2030 yang diterbitkan oleh Kementerian ESDM, kebutuhan gas untuk sektor kelistrikan rata – rata hanya sekitar 26% dari total kebutuhan gas keseluruhan dengan jumlah kebutuhan 2.067 MMSCFD (*committed* dan *contracted*) pada tahun 2025. Angka ini lebih kecil dari perhitungan PLN dimana kebutuhan gas pada tahun 2025 mencapai lebih dari 3.000 MMSCFD. Bahkan mulai tahun 2020 porsi kebutuhan gas dalam bentuk LNG sesuai RUPTL menjadi lebih tinggi dari gas pipa dimana kebutuhan LNG tahun 2020 mencapai 1.147 MMSCFD dan akan mengalami kenaikan dua kali lipat pada tahun 2025 menjadi 2.259 MMSCFD.

Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 6 Tahun 2016 tentang Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi dan Pemanfaatan serta Harga Gas Bumi (Bab III pasal 5), dinyatakan bahwa alokasi pemanfaatan gas untuk penyediaan tenaga listrik menempati urutan kelima berdasarkan skala prioritas. Hal ini akan memberikan tantangan lebih pada PLN untuk mendapatkan pasokan gas ke depan apalagi PLN merupakan konsumen yang besar. Peraturan Menteri ESDM tersebut juga mengatur bahwa harga gas nasional ditetapkan berdasarkan keekonomian lapangan, harga gas bumi di dalam negeri dan internasional, dan nilai tambah dari pemanfaatan gas bumi di dalam negeri (Pasal 16 Peraturan Menteri ESDM No.6 Tahun 2016). Namun demikian pada 30 Januari 2017 telah diberlakukan Peraturan Menteri ESDM No. 11 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Gas Bumi untuk Pembangkit Tenaga Listrik menggunakan batas harga gas dengan formula yang dikaitkan dengan harga minyak mentah, baik untuk gas pipa maupun LNG.

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. Sangat dibutuhkan peran dan dukungan Pemerintah untuk mencukupi kebutuhan gas pembangkit PLN ke depan melalui regulasi pasokan dan harga gas guna mendorong perkembangan kelistrikan yang lebih baik. Harga gas sudah diatur dalam Peraturan Menteri ESDM No. 11 Tahun 2017 dimana peraturan tersebut akan menjadi panduan dalam pengembangan pembangkit tenaga listrik yang efektif dan efisien.

Di samping cadangan gas lapangan yang terus mengalami *depletion*, sedangkan sumber-sumber gas yang besar pada umumnya telah terikat dengan kontrak eksisting dan jangka panjang. Namun demikian PLN terus berupaya untuk

memperoleh pasokan gas dari sumber-sumber tersebut dan beberapa mulai menunjukkan hasil. Sebagai contoh, negara memberikan alokasi pasokan LNG dari lapangan Bontang untuk FSRU Jawa Barat yang 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 18 tahun sejak tahun 2015 yang dapat dikirim ke Fasilitas Regasifikasi di Arun untuk kebutuhan gas di pembangkit-pembangkit PLN di wilayah Sumatera Utara dan Aceh serta dapat dikirim ke FSRU Jawa Barat untuk kebutuhan pasokan gas ke Pembangkit Gas di Muara Karang dan Priok dan ke destinasi lainnya di seluruh Indonesia sesuai kebutuhan PLN.

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

Cilegon

Pasokan gas untuk pusat listrik Cilegon berasal dari CNOOC dan PGN yang volumenya akan menurun mulai tahun 2020, sehingga perlu diperpanjang atau perlu dicari sumber pasokan gas yang lain. Secara jangka panjang, perlu dipertimbangkan pemanfaatan LNG untuk menggantikan sumber gas pipa yang semakin menurun tersebut.

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 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 diantisipasi 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. Namun ke depannya peran Muara Tawar yang *must run* tersebut akan semakin berkurang dan hanya menjadi pemikul beban puncak seiring dengan beroperasinya pembangkit-pembangkit baru di sekitar Jakarta dan Jawa Barat.

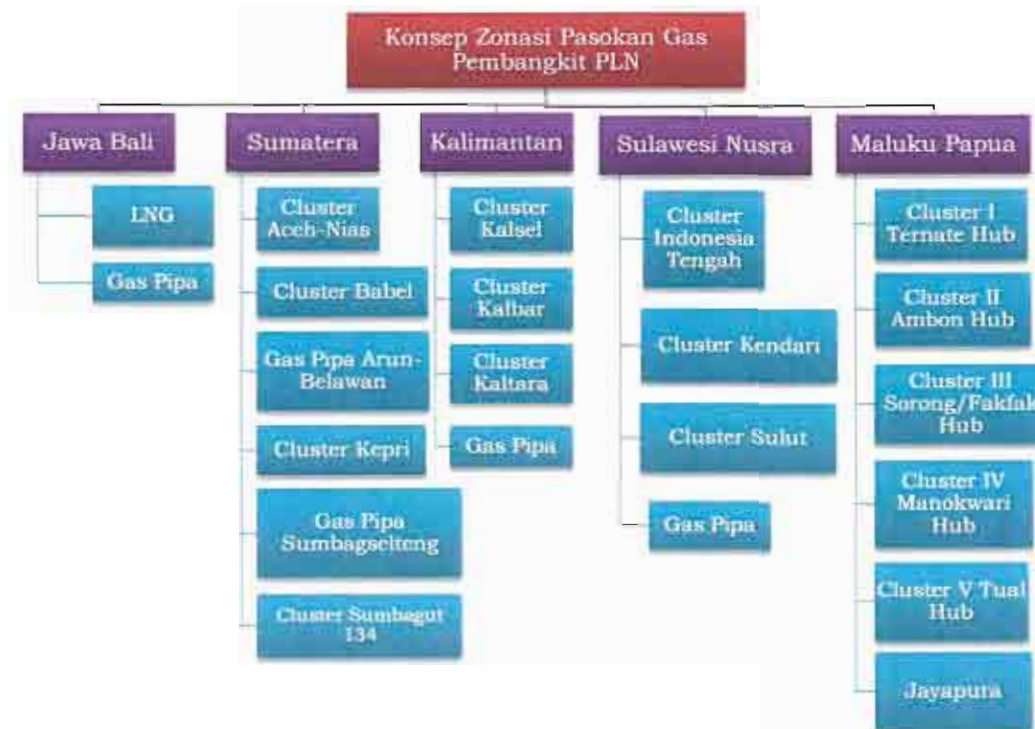
Tambak Lorok

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.

Gresik dan Grati

Pasokan gas untuk pusat listrik di Gresik dan Grati saat ini sudah mencukupi dengan banyaknya sumber gas di Jawa Timur, antara lain dari PHE, Hess, Kangean Energy, Santos, Husky dll. Namun pasokan gas tersebut akan semakin menurun mulai tahun 2019. Walaupun terdapat potensi pasokan gas baru seperti dari Cepu, namun masih belum dapat mencukupi kebutuhan gas pusat listrik di Gresik dan Grati, sehingga perlu dipertimbangkan pengembangan terminal LNG guna memenuhi kebutuhan gas untuk kedua pusat listrik tersebut.

Dengan makin banyaknya rencana pembangunan pembangkit gas dengan skala kapasitas bervariasi dari kecil sampai besar dan tersebar seluruh Indonesia, maka untuk menjamin pasokan gas (*security of supply*), fleksibilitas pasokan (*flexibility of supply*) dan efisiensi biaya (*cost efficiency*), PLN membuat rencana zonasi pasokan gas untuk pembangkit baru PLN yang dijelaskan pada Gambar 5.7 di bawah ini.



Gambar 5.8 Konsep Zonasi Pasokan Gas untuk Pembangkit PLN

Solusi zonasi ini juga memungkinkan dicapainya optimasi keandalan pasokan terhadap efisiensi biaya. Hal positif lain dari sistem zonasi ini adalah akan terbentuk beberapa hub LNG yang dapat dimanfaatkan untuk kebutuhan kelistrikan periode berikutnya. Pembangunan LNG terminal tersebar ini juga akan membantu upaya pengurangan konsumsi bahan bakar minyak yang relatif lebih mahal dan lebih kotor dengan dilakukan *fuel switching* ke bahan bakar gas.

5.2.1. LNG (*Liquefied Natural Gas*) dan Mini-LNG

LNG membutuhkan infrastruktur yang mengubah gas bumi menjadi bentuk cair, transportasi, berikut fasilitas penyimpanan dan regasifikasi untuk mengubah 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 beban puncak, 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 serta di Indonesia Timur apabila jumlah pembangkit jenis *base loader* sudah mencukupi.

Dalam mengantisipasi penurunan pasokan gas pipa di Sumatera dan Jawa Bali, PLN akan membangun terminal LNG ukuran sedang sampai besar di Jawa Barat (*land-based*), Jawa Timur (*land-based*), FSRU Jawa-1 dan FSRU Sumbagut. Selanjutnya beberapa terminal mini-LNG akan dibangun tersebar di beberapa lokasi di luar Jawa.

Sumber pasokan LNG PLN saat ini hanya berasal dari domestik yaitu Bontang dan Tangguh. Beberapa tahun ke depan sumber pasokan LNG di Indonesia akan bertambah dengan beroperasinya LNG Wasambo, LNG Donggi-Senoro dan LNG Masela. Solusi impor LNG tidak dapat dikesampingkan baik untuk mendapatkan harga yang lebih murah dari harga LNG domestik maupun untuk mencukupi kebutuhan pasokan LNG jangka panjang secara nasional.

Berdasarkan LNG *Plant* dan tujuan pasokan, maka pasokan LNG untuk PLN sebagai berikut:

- LNG Plant : Bontang
 - Tujuan Pasokan : - FSRU NR (Muara Karang, Priok, Muara Tawar)
 - FSU-FRU Benoa (Pesanggaran)
 - FSRU Gorontalo (Gorontalo)*
- LNG Plant : Tangguh
 - Tujuan Pasokan : - FSRU NR (Muara Karang, Priok, Muara Tawar)
 - Terminal Regasifikasi Arun (Arun, Belawan)
 - FSRU Jawa 1 (Jawa-1, Bangka-Belitung-Kalbar)*
- LNG Plant : Wasambo*
 - Tujuan Pasokan : - FSU-FRU Benoa (Pesanggaran)
 - FSRU Jawa 1 (Jawa-1, Bangka-Belitung-Kalbar)*
 - FSRU Gorontalo (Gorontalo)*
 - Sulawesi Selatan*

**) dalam tahap perencanaan*

Sedangkan di Indonesia Timur, PLN merencanakan pemanfaatan mini-LNG untuk pembangkit beban puncak pada sistem-sistem besar di Kalimantan, Sulawesi, Maluku dan Papua. 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 menggunakan LNG adalah sebagai berikut:

- Fasilitas regasifikasi Arun sudah beroperasi untuk memasok gas ke beberapa pembangkit gas baru dan eksisting di Aceh serta 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 memasok 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.

- Pembangkit Sumbagut 134 dengan total kapasitas 800 MW memerlukan pasokan gas sekitar 80 BBTUD direncanakan mendapatkan pasokan gas dari LNG dengan infrastruktur LNG yaitu FSRU Sumatera Utara yang *dedicated* untuk pembangkit tersebut untuk memastikan keekonomian pembangkit.
- Begitupun untuk beberapa pembangkit IPP di beberapa lokasi, yaitu di 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 total kebutuhan gas rata-rata mencapai 52 BBTUD. Untuk tiap-tiap lokasi sekitar 3 BBTUD sampai dengan 5 BBTUD.
- PLN saat ini merencanakan satu paket *cluster* pasokan mini LNG untuk MPP Bangka 50 MW, MPP Belitung 25 MW, MPP Nias 50 MW, MPP Kalbar 100 MW dan PLTMG Pontianak Peaker 100 MW.

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. Mempertimbangkan keekonomian proyek, PLN memutuskan perubahan jumlah lokasi pembangkit dari yang semula 21 lokasi menjadi 10 lokasi pembangkit dengan total daya terpasang sebesar 1.360 MW tersebar di kawasan Indonesia Tengah yaitu di Kalimantan, Sulawesi dan Nusa Tenggara. Rencana tersebut meliputi pengadaan pasokan 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 2017 agar pekerjaan dapat diselesaikan pada tahun 2020. Tabel 5.4 menunjukkan 10 lokasi pembangkit listrik yang sedang dilakukan lelang/pengadaan pasokan LNG.

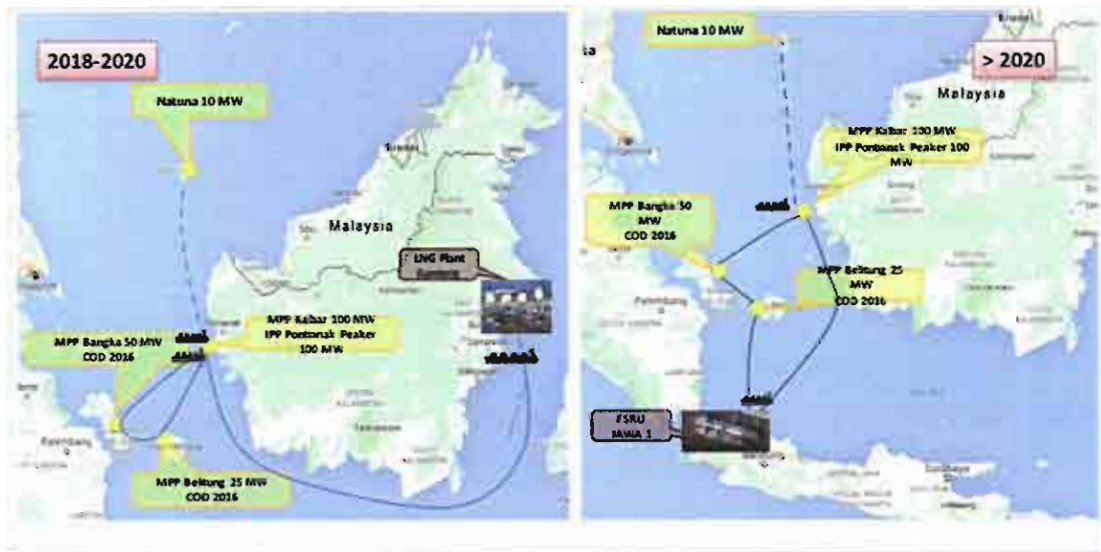
**Tabel 5.4 Lokasi Lelang Pasokan LNG untuk Pembangkit
di Indonesia Tengah**

No	Regional	Nama Pembangkit	Kapasitas Pembangkit
1	Kalimantan	PLTGU/MGU Kalsel Peaker	200 MW
2	Sulawesi	PLTGU Sulsel Peaker	450 MW
3	Sulawesi	PLTGU Makassar Peaker	450 MW
4	Nusa Tenggara	PLTMG Sumbawa	50 MW
5	Nusa Tenggara	PLTMG Waingapu	10 MW
6	Nusa Tenggara	PLTMG Bima	50 MW
7	Nusa Tenggara	MPP Flores	20 MW
8	Nusa Tenggara	PLTMG Maumere	40 MW
9	Nusa Tenggara	PLTMG Kupang Peaker	40 MW
10	Nusa Tenggara	MPP Lombok	50 MW

Adapun 11 lokasi eks lelang pasokan gas Indonesia Tengah lainnya akan dipasok dengan zonasi sebagai berikut:

1. Pembangkit Nunukan dan Tanjung Selor dimasukkan ke *cluster* LNG/CNG Kalimantan Utara.
 2. Pembangkit Kendari, Bombana, Kolaka Utara, Baubau, Wangiwangi dan Selayar dimasukkan ke *cluster* LNG Kendari.
 3. Pembangkit Minahasa, Gorontalo dan Tahuna dimasukkan ke *cluster* LNG Sulawesi Utara.
- Sedangkan untuk kawasan Indonesia Timur yaitu Maluku (Ambon, Maluku tersebar, dan Halmahera) dan Papua (Jayapura, Manokwari, Papua & Papua Barat tersebar) dengan perkiraan kebutuhan gas sekitar 105 BBTUD direncanakan dipasok dari Lapangan Matindok, Lapangan Tangguh dan Lapangan Salawati. Untuk mendukung program Papua Terang dan Pekan Olahraga Nasional pada tahun 2020 di Papua, PLN telah menyiapkan program *Quick Win* untuk mengakselerasi pembangunan 12 dari 25 pembangkit beserta infrastruktur LNG, antara lain:
 1. MPP Manokwari 20 MW
 2. PLTMG Manokwari 40 MW
 3. PLTMG Biak 15 MW
 4. MPP Jayapura 50 MW
 5. PLTMG Jayapura Peaker 40 MW
 6. PLTG Sorong 30 MW
 7. PLTMG Bintuni 10 MW
 8. MPP Nabire 20 MW
 9. MPP Fak Fak 10 MW

10. MPP Timika 30 MW
 11. PLTMG Raja Ampat 10 MW
 12. PLTMG Merauke 20 MW
- Salah satu contoh logistik pasokan gas dalam bentuk LNG diperlihatkan oleh Gambar 5.8. Pertimbangan pengelompokan *cluster* Bangka-Belitung-Kalbar didasarkan pada lokasi pembangkit serta optimasi jalur logistik LNG *carrier*. Selama rentang waktu tahun 2018-2020, terminal mini LNG Pontianak selain untuk memenuhi kebutuhan pembangkit di Kalbar juga akan berfungsi sebagai *hub* bagi kapal LNG *carrier* yang melayani kebutuhan Bangka dan Belitung melalui *milk run*. Sumber pasokan gas *cluster* Bangka-Belitung-Kalbar tahun 2018 sampai dengan 2020 berasal dari LNG Bontang dan selanjutnya setelah tahun 2020 akan memanfaatkan penyimpanan LNG di FSRU Jawa 1.



Gambar 5.9 Rencana Logistik Pasokan Gas *Cluster* Bangka-Belitung-Kalbar.

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 *baseload* menjadi *load follower* atau *peaker*. PLN telah memetakan potensi pemanfaatan CNG untuk pembangkit beban puncak di Sumatera, Indonesia Timur dan Jawa.

Saat ini telah dioperasikan CNG *storage* oleh pemasok gas di Sumatera Selatan yang gasnya dimanfaatkan untuk PLTG *peaker* Jaka Baring (50 MW), PLTMG Seigelam 100 MW, dan PLTG Duri/Balai 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 CNG untuk pembangkit *peaker* di Duri dengan kapasitas sekitar 200 MW yang akan memanfaatkan pasokan gas dari lapangan Jambi Merang sebesar 10 BBTUD.

Rencana pemanfaatan CNG di Indonesia Tengah adalah untuk pembangkit *peaking* Bangkanai di Kalimantan Tengah dan 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 dikompresikan 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 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*.
- (v) 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.

6.1. KRITERIA PERENCANAAN

6.1.1. Perencanaan Pembangkit

Sistem Interkoneksi

Perencanaan sistem pembangkit bertujuan untuk mendapatkan konfigurasi pengembangan pembangkit yang memberikan nilai NPV (*Net Present Value*) 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 serta biaya *energy not served*. Selain itu diperhitungkan juga nilai sisa (*salvage value*) dari pembangkit yang terpilih pada akhir tahun 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%³¹ atau setara dengan *probability* 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 unit³².

Pada sistem Jawa Bali, kriteria LOLP <0.274% adalah setara dengan *reserve margin* >25-30% dengan basis daya mampu netto³³. Apabila dinyatakan dengan daya terpasang, maka *reserve margin* yang dibutuhkan adalah sekitar 30-35%³⁴. Sedangkan untuk sistem-sistem di Wilayah Sumatera dan Indonesia Timur, *reserve margin* ditetapkan sekitar 35-40% dengan mengingat jumlah unit

³¹ LOLP 0,274% adalah ekuivalen dengan probabilitas 1 hari dalam setahun beban puncak tidak dapat dipenuhi oleh kapasitas sistem pembangkit yang ada.

³² 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.

³³ *Reserve margin* (RM) didefinisikan sebagai kapasitas pembangkit (G) dibagi beban puncak (D) sesuai persamaan $RM = (G/D - 1) \times 100\%$.

³⁴ Dengan asumsi *derating* pembangkit sekitar 5%.

pembangkit yang lebih sedikit, *unit size* yang relatif besar dibandingkan beban puncak, *derating* yang persentasenya 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 panas bumi dan tenaga air, dalam proses optimisasi diperlakukan sebagai *fixed system* (ditetapkan masuk sistem) pada tahun-tahun yang sesuai dengan kesiapan proyek tersebut.

Rencana pengembangan kapasitas pembangkitan dibuat dengan memperhitungkan proyek-proyek yang sedang berjalan dan yang telah *committed*³⁵, baik proyek PLN maupun IPP, dan tidak memperhitungkan semua pembangkit sewa serta *excess power*. Selain itu beberapa pembangkit berbahan bakar minyak yang sudah tua, tidak efisien dan dapat digantikan perannya dengan PLTU batubara, diasumsikan akan dihapuskan (*retired*) atau dijadikan sebagai pembangkit *stand-by* yang tidak dioperasikan tetapi tetap dipelihara (*mothballed*).

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

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

Sistem Kecil Tidak Interkoneksi/ *Isolated*

Perencanaan pembangkitan pada sistem-sistem yang masih kecil dan belum interkoneksi (*isolated*) tidak menggunakan metoda probabilistik maupun optimisasi keekonomian, namun menggunakan metoda deterministik. 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

³⁵ 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).

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 2017-2026 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/sepurna. 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 sebelumnya dipasok dari jaringan 20 kV yang sangat panjang dan mengalami *drop* tegangan yang besar.

Seiring dengan pertumbuhan beban yang diikuti dengan bertambahnya kapasitas pembangkit dan transmisi, maka arus gangguan hubung singkat juga ikut meningkat. Arus gangguan hubung singkat yang melebihi kapasitas peralatan dapat menyebabkan peralatan tersebut rusak, kerugian yang ditimbulkan bukan hanya dari perbaikan atau penggantian peralatan tersebut namun juga kemungkinan pemadaman beban skala kecil maupun besar. Oleh karenanya, diperlukan langkah-langkah untuk mengantisipasi kenaikan arus hubung singkat. Alternatif-alternatif tersebut antara lain:

1. Rekayasa konfigurasi jaringan.
2. Pemindahan koneksi pembangkit ke level tegangan tertinggi.
3. Penggunaan trafo pembangkit dengan impedansi tinggi.
4. Pemasangan reaktor seri atau *Short Circuit Current Limiter* (SCCL).
5. Pengenalan level tegangan sisipan .
6. Pengenalan level tegangan *ultra high voltage*.
7. Penggantian PMT dan atau peningkatan standar kapasitas maksimum PMT.
8. Pengenalan Teknologi *HVDC Back to Back*.

Penerapan alternatif dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Tingkat mutu pelayanan pada sistem tenaga sangat tergantung pada daya aktif dan reaktif. Permasalahan kesetimbangan daya aktif dapat diselesaikan dengan memperkuat saluran transmisi sehingga daya dapat dikirim dari sumber pembangkit ke sumber beban, lain halnya dengan permasalahan kesetimbangan daya reaktif yang bersifat lokal dan tidak dapat dikirim dari jarak jauh. Pada sistem tenaga, daya reaktif memberikan pengaruh yang sangat besar dalam

meningkatkan mutu tegangan, memperbaiki kemampuan mengirimkan daya aktif, memperkecil rugi-rugi, mengurangi jatuh tegangan dan memperbaiki kestabilan dinamis. Sedangkan, saat kondisi beban rendah terdapat kondisi dimana tegangan sistem sangat tinggi akibat *line charging* pada transmisi yang berbeban rendah. Sehingga untuk melakukan manajemen tegangan diperlukan langkah penambahan kompensator daya reaktif yang dapat menyuplai daya reaktif dan/atau menyerap daya reaktif. Pemasangan kompensator tersebut dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

Program-program terkait manajemen aset yang meliputi:

1. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah melampaui batas umur efektif peralatan.
2. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah memiliki hasil uji kondisi peralatan tidak baik.
3. Penggantian peralatan baik MTU, konduktor transmisi beserta peralatan pendukungnya yang sudah memiliki teknologi *obsolete* (lama).

Khususnya jika tidak signifikan meningkatkan kapasitas, tidak mengubah konfigurasi eksisting, atau tidak menambah aset merupakan kebijakan yang tidak tercantum dalam daftar proyek GI dan Transmisi di dalam RUPTL. Implementasi atas program-program tersebut diatas harus dilengkapi dengan kajian detail dan komprehensif yang mencakup kajian ekonomi, kajian teknis, dan *workability* serta memenuhi standar nasional (SNI, SPLN) atau standar internasional yang berlaku.

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 memasok 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 provinsi 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*).

Rencana Implementasi Smart Grid

Smart grid dapat diartikan sebagai sistem jaringan tenaga listrik yang dilengkapi dengan teknologi informasi dan teknologi komunikasi canggih yang dapat memungkinkan sistem pengaturan tenaga listrik secara efisien, menyediakan keandalan 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. Teknologi *Smart Grid* dikembangkan dan diimplementasikan pada sektor pembangkitan, transmisi dan distribusi tenaga listrik, serta secara khusus dapat mendukung pengembangan dan operasi sistem pembangkitan tersebar (*distributed generation*) yang akan memberikan manfaat keandalan dan kecukupan pasokan daya tenaga listrik. Dalam pelaksanaannya, perencanaan dan implementasi *smart grid* dapat disesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan di suatu daerah tertentu.

Adaptasi dari visi dalam *Roadmap Implementasi Smart Grid* yang telah disusun PLN memberikan kesempatan pengembangan potensi untuk merevolusi pasokan tenaga listrik dan meningkatkan kemungkinan mencapai target pemerintah di sektor kelistrikan, secara lebih cepat dan lebih efektif. Kebutuhan untuk penurunan susut jaringan, peningkatan keandalan pasokan tenaga listrik, kesempatan pemanfaatan energi terbarukan dan pembukaan akses kepada partisipasi pelanggan dalam penyediaan tenaga listrik menjadi peluang desain baru dalam pengembangan ketenagalistrikan ke depan.

Implementasi dari *roadmap smart grid* dapat membantu dalam melaksanakan pembangunan infrastruktur ketenagalistrikan dengan beberapa prioritas sebagai berikut:

- Perencanaan tenaga listrik yang efisien untuk memenuhi kebutuhan pasokan listrik yang memadai.
- Meningkatkan keandalan pasokan tenaga listrik.

- Memperluas akses jaringan tenaga listrik untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dan mendukung pertumbuhan ekonomi.
- Mengembangkan sistem *metering* dengan sistem prabayar dan *Advance Metering Infrastructure* (AMI).

Implementasi *smart grid* juga mengembangkan integrasi pembangkit energi terbarukan ke sistem tenaga listrik dan membuka akses bagi pelanggan untuk dapat berpartisipasi dalam penyediaan tenaga listrik. Selain itu *smart grid* PLN juga mendukung implementasi *smart house*, *smart city* dan *smart nation*.

Smart grid dikembangkan mulai dari sisi pembangkitan, transmisi tenaga listrik, termasuk pusat pengatur beban (*load dispatching center*), distribusi tenaga listrik, gardu tenaga listrik, dan sampai di titik sambung pelanggan. *Smart grid* berfungsi menyeimbangkan antara besar kapasitas pembangkitan dan kebutuhan beban dengan menggunakan teknologi komunikasi dan teknologi informasi terkini, sehingga kebutuhan energi di titik beban dapat dipenuhi secara efisien. Dalam operasionalnya, *smart grid* dapat menyediakan informasi prediksi dan kondisi *real-time availability* pembangkit yang akan digunakan oleh pusat pengatur beban untuk mengatur kesiapan pembangkitan. Di sisi yang lain, informasi prediksi dan aktual beban listrik sistem tenaga listrik, disampaikan kepada pengatur beban untuk tujuan pengaturan kestabilan sistem tenaga listrik. Dengan mekanisme ini, sistem tenaga listrik dapat dioperasikan secara efisien, dan dengan kehandalan suplai yang tinggi.

Roadmap smart grid PLN ini telah dimulai dengan dilaksanakannya beberapa *pilot project* pengembangan dan implementasi *smart grid* antara lain adalah :

1. Pengembangan & implementasi *smart grid* di kawasan industri dan bisnis *Smart Community Project* di kawasan industri Surya Cipta Sarana, Karawang.

Pengembangan *smart grid* di kawasan industri dan kawasan bisnis ditujukan untuk meningkatkan efisiensi, dengan implementasi teknologi *advance metering infrastructure* (AMI), meningkatkan keandalan pasokan tenaga listrik dengan *distribution automation system* (DAS) dan konservasi energi dengan penerapan *demand side management* dan *demand response* pelanggan serta pelayanan prima dengan menyediakan *high quality power system* (HQPS) untuk pelanggan premium. *Pilot project smart grid* untuk kawasan Industri dan bisnis ini dilaksanakan di kawasan industri Surya Cipta Sarana, Karawang, Jawa Barat yang merupakan kerjasama antara Kementerian ESDM, NEDO dan PT PLN (Persero), dan di kawasan bisnis di Batam, serta secara khusus di kawasan wisata di Bali dengan program *Bali Smart Eco Grid*.

2. Pengembangan & implementasi *smart grid* di daerah dengan penetrasi pembangkit EBT yang tinggi

Pengembangan *smart grid* di pulau atau daerah terisolasi ditujukan untuk mengembangkan pasokan tenaga listrik lokal dan mandiri untuk penduduk di pulau atau daerah tersebut yang berasal dari potensi energi alam setempat. Di sini dikembangkan *prototype* sistem tenaga listrik mandiri untuk pulau-pulau terdepan, terluar dan tertinggal, dengan memanfaatkan potensi energi terbarukan seperti mikro-hidro, surya, angin, biomassa dan lainnya. *Pilot project smart grid* di daerah dengan penetrasi pembangkit EBT dilaksanakan di Pulau Sumba, NTT (Sumba *Iconic Island – Smart Grid* Sumba) yang merupakan kerjasama antara PLN, BPPT dan pemerintah daerah di Sumba Barat) dan di Pulau Nusa Penida, Bali.

6.2. PERUBAHAN-PERUBAHAN TERHADAP RUPTL 2016-2025

Bab ini menjelaskan perubahan-perubahan yang terjadi dalam RUPTL 2017-2026 dibandingkan dengan RUPTL 2016-2025. Ringkasan perubahan tersebut ditampilkan dalam Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Ringkasan Perubahan RUPTL 2017-2026 terhadap RUPTL 2016-2025

Deskripsi	Satuan	Indonesia		Sumatera		Jawa-Bali		Indonesia Timur	
		RUPTL 2016-2025	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2017-2026	RUPTL 2016-2025	RUPTL 2017-2026
Pertumbuhan Ekonomi	%	6.7	6.2	6.4	5.7	7.5	6.1	7.2	6.6
Pertumbuhan Listrik	%	8.3	8.3	11.0	11.2	7.8	7.2	10.6	10.9
Rasio Elektrifikasi	%	99.7 (2025)	100.0	99.9	100.0	100.0	100.0	98.7	100.0
Pembangkit	MW	80,538	77,873	20,458	21,013	41,845	39,135	17,737	17,726
Transmisi	kms	67,665	67,465	25,435	23,077	18,235	18,494	23,995	25,894
Gardu Induk	MVA	171,416	165,231	45,060	45,620	105,376	98,339	20,980	21,272
Tambahan Pelanggan	juta	21.6	18.9	4.7	4.4	11.3	9.0	5.6	5.5

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		COD	Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)		Nama Proyek	Kap (MW)		
1	PLTU Jambi	2x600 MW	2019	PLTU MT Jambi	2x300 MW 2x300 MW	2021 2022	Unit size disesuaikan kesiapan sistem Jambi.

No	RUPTL		COD	Diubah menjadi		COD	Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)		Nama Proyek	Kap (MW)		
2	PLTU Sumsel-7	2x150 MW	2018	PLTU MT Sumsel Ekspansi	350 MW	2023	Memanfaatkan potensi batubara mulut tambang
3	PLTMG Muko-Muko	25 MW	2017	MPP Muko-Muko	30 MW	2017	<i>National Capacity Building</i> dan disesuaikan dengan kebutuhan system
4	PLTGU/MG Jambi <i>Peaker</i>	100 MW	2018	MPP Medan	100 MW	2017	Memenuhi kebutuhan sistem Sumbagut dan memanfaatkan lahan tersedia
5	PLTGU Sumbagut 1	250 MW	2018	PLTGU Sumbagut 134	800 MW	2019 & 2020	Meningkatkan efisiensi dan menurunkan BPP
6	PLTGU Sumbagut 3	250 MW	2018				
7	PLTGU Sumbagut 4	250 MW	2019				
8	PLTGU Sumatera-1	400 MW	2024	PLTGU Belawan	860 MW	2021 & 2023	Mengganti pembangkit eksisting yang tidak efisien (bahan bakar BBM) dan digantikan dengan bahan bakar gas
9	PLTGU Sumatera-2	400 MW	2025				
10	PLTMG Bengkalis	20 MW	2018	-			Digantikan interkoneksi dengan sistem Sumatera
11	PLTMG Selat Panjang	20 MW	2018	-			
12	Transmisi HVDC Perawang-Peninsular	205 kmr	2021	-	-	-	<i>Off-taker</i> bukan PLN
13	PLTU Tembilahan (IPP)	11 MW	2018	-	-	-	Diterminasi & digantikan dengan pembangunan GI

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

Tabel 6.3 Tambahn Proyek Baru di Sumatera

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
1	PLTMG Nias 3,4	20 MW 30 MW	2021 2026	Memenuhi kebutuhan listrik pulau Nias
2	MPP Tanjung Jabung	30 MW	2017	Memanfaatkan potensi sumber daya setempat
3	MPP Banda Aceh	50 MW	2017	Meningkatkan keandalan pasokan Ibukota Provinsi (Banda Aceh)
4	PLTGU Payoselincah (ST)	30 MW	2020	Peningkatan kapasitas dan efisiensi pada pembangkit <i>gas turbin</i> eksisting dengan menambah <i>steam turbin</i> sehingga menjadi PLTGU
5	PLTGU Talang-Duku (ST)	30 MW	2021	
6	PLTGU Borang (ST)	30 MW	2021	
7	Ekspansi PLTGU Gunung Megang	40 MW	2019	Memanfaatkan potensi energi setempat dan meningkatkan efisiensi.
8	PLTU MT Sumatera 1	600 MW	2026	Memanfaatkan potensi sumber mulut tambang serta mengantisipasi pertumbuhan beban di Sumatera

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas Baru (MW)	COD Baru	Keterangan
9	PLTG Arun	240 MW	2022	Memanfaatkan aset negara

6.2.2 Perubahan untuk 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 2016-2025			RUPTL 2017-2026			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTU Sumsel-8 MT	2x600	2019	PLTU Sumsel-8 MT	2x600	2023-2024	Sehubungan dengan <i>reassessment</i> transmisi 500 kV HVDC Sumatera-Jawa, maka PLTU MT Sumsel-8 masuk dalam neraca daya Sistem Sumatera.
2	PLTU Jawa-9	600	2020	PLTU Jawa-9	1000	2022	Menggunakan teknologi yang lebih efisien dan ramah lingkungan.
3	PLTU Jawa-10	660	2021	PLTU Jawa-10	1000	2022	
4	PLTP Tangkuban Perahu 1	110	2019-2020	PLTP Tangkuban Perahu-Ciater	60	2023	Penugasan kepada PLN, yang merupakan penggabungan WKP Tangkuban Perahu dan Ciater sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
5	PLTP Tangkuban Perahu 2	60	2025				

Proyek yang dimundurkan keluar dari periode RUPTL 2017-2026 diperlihatkan pada Tabel 6.5.

Tabel 6.5 Proyek yang Dimundurkan Keluar dari Periode RUPTL 2017-2026

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTU Sumsel-9 MT (PPP)	2x600	2020-2021	Sehubungan dengan <i>reassessment</i> transmisi HVDC ISJ, maka PLTU MT Sumsel-9 dan Sumsel-10 nantinya akan masuk dalam neraca daya sistem Sumatera, namun implementasinya menunggu kesiapan sistem
2	PLTU Sumsel-10 MT (PPP)	1x600	2020	

No	Nama Proyek RUPTL	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
				Sumatera untuk menerima pembangkit skala yang lebih besar.
3	PLTP Karaha Bodas #3	55	2021	Sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 2215/03/DEP.01/2016 tanggal 13 Desember 2016.

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	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTM Tersebar	23	2019-2022	Untuk mendukung pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025.
2	PLTBm Tersebar	50	2019	
3	PLTP Candradimuka	40	2024	Untuk mendukung pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
4	PLTP Dieng	55	2025	
5	PLTP Dieng Binary	10	2022	
6	PLTP Dieng Small Scale	10	2019	
7	PLTP Bedugul	55	2025	
8	PLTP Mangunan-Wanayasa	40	2025	
9	PLTP Masigit	20	2025	

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	RUPTL 2016-2025			RUPTL 2017-2026			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTG/MG Kalbar Peaker (IPP)	100 MW	2018	PLTG/MG Kalbar Peaker (PLN)	100 MW	2019	Perubahan IPP menjadi PLN, agar harga BPP pembangkit lebih ekonomis, serta fleksibilitas operasi lebih baik
2	PLTU Kaltim 3	1x200 MW	2020	PLTU MT Kaltim 3	2x100 MW	2021-2022	Potensi pengembangan PLTU dengan skema mulut tambang untuk memenuhi kebutuhan listrik di Kalseltengtimra
3	PLTU Kaltim 6	1x200 MW	2020	PLTU MT Kaltim 6	2x100 MW	2021-2022	
4	PLTU Kaltim 5	1x200 MW	2023	PLTU MT Kaltim 5	2x100 MW	2021-2022	
5	PLTU Kalselteng 3	2x100 MW	2021-2022	PLTU MT Kalselteng 3	2x100 MW	2021-2022	

No	RUPTL 2016-2025			RUPTL 2017-2026			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
6	PLTA Tersebar (Kaltara)	220 MW	2025	PLTA Kaltara 1, 2	576 MW	2024-2025	Perubahan kapasitas serta rencana pengembang
7	PLTU Kuala Pambuang	2x3 MW		-	-	-	Diterminasi & digantikan dengan pembangunan GI

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	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	PLTU MT Kaltimra	2x200 MW	2023-2024	Optimalisasi pemanfaatan batubara Mulut Tambang dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik di Sistem Kalseltengtimra
2	PLTA Tabang	360 MW	2023	Meningkatkan porsi EBT dalam bauran energi pembangkitan tenaga listrik
3	PLTGU Kaltim Add on Blok 2	80 MW	2022	Peningkatan kapasitas pada pembangkit Gas Turbin eksisting dengan menambah unit Steam Turbin sehingga menjadi PLTGU
4	MPP Kalsel	180 MW	2018	Memenuhi kebutuhan listrik sistem Kalseltengtimra dan sebagai cadangan pembangkit yang dapat ditempatkan dengan fleksible
5	PLTMG Tarakan	40 MW	2019	Memenuhi kebutuhan listrik di Tarakan
6	PLTMG Gunung Belah	2x18 MW	2017-2018	
7	PLTMG Sembakung	10 MW	2018	
8	PLTG/MG Kalteng Peaker	100 MW	2019	Untuk meningkatkan keandalan serta memenuhi kebutuhan listrik di Sistem Kalseltengtimra khususnya Kalimantan Tengah.
9	PLTU MT Kalselteng 4	2x100 MW	2021-2022	Optimalisasi pemanfaatan batubara Mulut Tambang dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik di Sistem Kalseltengtimra.
10	PLTU MT Kalselteng 5	2x100 MW	2021-2022	
11	PLTBg Tersebar	8 MW	2017-2018	Meningkatkan porsi EBT dalam bauran energi pembangkitan tenaga listrik.
12	PLTBm Tersebar	33 MW	2018	
13	PLTU Ketapang (Ex Timika)	2x7 MW	2020	Relokasi PLTU Timika untuk mencukupi kebutuhan pembangkit di Sistem Ketapang
14	PLTU Berau (Ex Timika)	2x7 MW	2020	Relokasi PLTU Timika sebagai upaya optimalisasi proyek PLTU dengan mendekatkan pembangkit ke sumber energi batubara

6.2.4 Perubahan untuk Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

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 dan Nusa Tenggara

No	RUPTL 2016-2025			RUPTL 2017-2026			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTGU Sulbagsel	450 MW	2024	PLTGU Luwuk	150 MW	2020	Lokasi diupayakan dengan sumber gas serta kapasitas menyesuaikan dengan rencana alokasi gas
2	PLTU Sewa Lombok	2x25 MW	2018	-	-	-	Kebutuhan daya sudah terpenuhi oleh MPP Lombok 50 MW
3	PLTMG Alor 2	10	2018	PLTMG Lembata	10 MW	2018	Pemindahan lokasi sesuai kebutuhan sistem.
4	PLTMG Waingapu 2	30	2019	PLTMG Waitabula	30 MW	2019	Pemindahan lokasi sesuai kebutuhan sistem.
5	PLTP Atadei	5	2025	PLTP Atadei	2x5 MW	2020	Perubahan kapasitas dan rencana COD sesuai Surat Direktorat Jenderal EBTKE No. 202/03/DEP/2017 tgl 17 Januari 2017.
6	PLTA Bonto Batu	46	2025	PLTA Bonto Batu	2x50 MW	2025	Perubahan kapasitas
7	PLTA Karama (Unsolicited)	190	2026	-	-	-	Kendala masalah social
8	PLTA Bakaru 3	145	2023	-	-	-	Masuk dalam daftar potensi pengembangan PLTA yang perlu kajian lebih lanjut
9	PLTU Wangi-Wangi	2x3 MW		-	-	-	Determinasi & digantikan dengan PLTMG/G 5 MW

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

Tabel 6.10 Tambahan Proyek Baru di Sulawesi dan Nusa Tenggara

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	MPP Sulselbar	120 MW	2017	Memenuhi kebutuhan listrik sistem Sulbagsel dan sebagai cadangan pembangkit yang dapat ditempatkan dengan fleksible
3	MPP Sulteng	60 MW	2018	
4	MPP NTT	30 MW	2018	Memenuhi kebutuhan listrik Sistem Flores khususnya Labuan Bajo
5	MPP Lombok Timur	30 MW	2018	Memenuhi kebutuhan listrik sistem Lombok
6	PLTA Pongkeru	50 MW	2023	Memanfaatkan potensi tenaga air untuk pembangkit serta meningkatkan porsi EBT dalam bauran energi pembangkitan tenaga listrik.
7	PLTA Bongka	280 MW	2024-2025	
8	PLTP Lahendong 7, 8	2x20 MW	2020-2021	Untuk mendukung pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No.
9	PLTP Lahendong Small Scale	2x5 MW	2019-2021	
10	PLTP Lainea	20 MW	2025	
11	PLTP Suwawa	20 MW	2024	

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
12	PLTP Waisano	10 MW	2025	Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
13	PLTP Lesugolo	5 MW	2025	
14	PLTP Gunung Sirung	5 MW	2025	
15	PLTBm Tersebar	11 MW	2018-2019	Memanfaatkan potensi biomass dan sampah untuk pembangkit serta untuk meningkatkan bauran EBT
16	PLTSa Makassar	10 MW	2019	

6.2.5 Perubahan untuk Regional Maluku dan Papua

Proyek yang mengalami perubahan lingkup atau kapasitas di Maluku dan Papua diperlihatkan pada Tabel 6.11.

Tabel 6.11 Proyek yang Mengalami Perubahan Lingkup atau Kapasitas di Maluku dan Papua

No	RUPTL 2016-2025			RUPTL 2017-2026			Keterangan
	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	Nama Proyek	Kap (MW)	COD	
1	PLTP Songa Wayaua	5 MW	2024	PLTP Songa Wayaua	2x5 MW	2020	Perubahan kapasitas dan rencana COD. Sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
2	PLTP Jailolo (FTP2)	40 MW	2025	PLTP Jailolo (FTP2)	2x10 MW	2025	Perubahan kapasitas Sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
3	PLTU Andai	2x7 MW	2019	-	-	-	Kontrak diterminasi karena kegagalan <i>Financial Close</i> pengembang
4	PLTU Timika	4x7 MW	2018-2019	PLTU Berau (Ex Timika) PLTU Ketapang (Ex Timika)	2x7 MW 2x7 MW	2020 2020	Pindah lokasi ke Ketapang dan Berau sebagai upaya mencukupi kebutuhan pembangkit dan mendekatkan pembangkit dengan sumber batubara
5	PLTU Ambon 2	2x50	2020-2021	PLTG/MG/GU Ambon 2	100	2020-2021	Perubahan jenis pembangkit dengan pertimbangan ketersediaan sumber energi gas yang lebih dekat dengan pembangkit
6	PLTU Jayapura 2	2x50	2020-2021	PLTG/MG/GU Jayapura 2	100	2020-2021	
7	PLTU Sorong	2x50	2019	PLTG/MG/GU Sorong	100	2021-2022	

Tambahan proyek baru di Maluku dan Papua yang belum ada dalam RUPTL sebelumnya diperlihatkan pada Tabel 6.12.

Tabel 6.12 Tambahan Proyek Baru di Maluku dan Papua

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
1	MPP Maluku	10 MW	2018	Sebagai cadangan pembangkit yang dapat ditempatkan dengan fleksible
2	MPP Papua	10 MW	2018	
3	PLTMG Seram Utara	20 MW	2019	Memenuhi kebutuhan listrik pelanggan besar industri di Pulau Seram.
4	PLTG/MG/GU Halmahera	60 MW	2020	Memenuhi kebutuhan listrik pelanggan besar industri di Pulau Halmahera.
5	PLTP Telaga Ranu	5 MW	2025	

No	Nama Proyek	Kapasitas (MW)	COD	Keterangan
6	PLTP Gunung Hamiding	20 MW	2025	Untuk mendukung pemenuhan target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, sesuai Surat Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi No. 202/03/DEP/2017 tanggal 17 Januari 2017.
7	PLTG/MG/GU Jayapura 3	100 MW	2025-2026	Memenuhi kebutuhan listrik pelanggan besar di Jayapura.

6.3. PROYEKSI PENJUALAN 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 dengan mutu dan keandalan yang baik. Dengan demikian PLN harus mampu melayani kebutuhan tenaga listrik saat ini maupun di masa yang akan datang agar PLN dapat memenuhi kewajiban yang diminta oleh Undang-Undang tersebut. Sebagai langkah awal PLN harus dapat memperkirakan kebutuhan tenaga listrik paling tidak hingga 10 tahun ke depan. Kebutuhan tenaga listrik pada suatu daerah didorong oleh beberapa faktor utama, yaitu pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk dan program elektrifikasi serta program pemerintah diantaranya membangun Kawasan Ekonomi Khusus (KEK), kawasan industri (KI), kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu dan jaringan listrik pos lintas batas Negara (PLBN).

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.

Program peningkatan rasio elektrifikasi dan program pemerintah untuk membangun KEK, KI, kawasan strategis pariwisata nasional, sentra kelautan dan perikanan terpadu dan PLBN juga signifikan mempengaruhi peningkatan permintaan listrik. 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.

Seiring dengan program pemerintah untuk membangun KEK, PLN diharapkan dapat memenuhi kebutuhan listrik kawasan-kawasan yang telah dicanangkan

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 ditelaah dipertimbangkan dalam perhitungan *demand forecast* diantaranya 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
9. Dan KEK lainnya.

Penyusunan prakiraan kebutuhan listrik dibuat dengan menggunakan sebuah aplikasi prakiraan beban yang disebut "*Simple-E*". Aplikasi ini menggunakan model regresi yang diperoleh 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 rata-rata sebesar 5,7% per tahun. Pertumbuhan ekonomi tahun 2009 yang relatif rendah (4,6%) 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 5,7%. Pertumbuhan ekonomi tahun 2014 semakin menurun ke 5,1% diakibatkan masih belum membaiknya perekonomian global sehingga mempengaruhi permintaan akan produk ekspor Indonesia. Pertumbuhan ekonomi mengalami penurunan pada tahun 2015, tumbuh hanya 4,79%. Pada tahun tersebut juga terjadi penurunan penjualan listrik yang cukup drastis terutama pada sektor industri. Secara total, penjualan listrik hanya tumbuh sebesar 2,0% pada tahun 2015. Pada tahun 2016, angka pertumbuhan ekonomi meningkat dibandingkan 2015. Dalam APBN-P, pertumbuhan ekonomi Indonesia diproyeksikan sebesar 5,2%.

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 2026 PLN menggunakan laju pertumbuhan penduduk dari Buku Proyeksi Penduduk 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 efisiensi 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 di pasar dunia terus mengalami fluktuasi, maka ICP tidak dipertimbangkan dalam memproyeksi tarif listrik di RUPTL ini.

6.3.4. Asumsi yang Digunakan untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan

Beberapa data yang digunakan untuk pemodelan proyeksi tenaga listrik Indonesia yang meliputi data-data historis sebagaimana diperlihatkan pada Tabel 6.13. Sedangkan data pemodelan untuk regional diperlihatkan pada Tabel 6.14 hingga Tabel 6.18.

Tabel 6.13 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Indonesia)

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	226	229	231	238	242
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,3	1,3	1,2	2,7	1,8
Pertumbuhan PDRB	6,3	6,0	4,6	6,2	6,5
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	46.967	49.790	54.507	59.344	64.579
b. Bisnis	20.116	22.403	24.331	26.563	27.720
c. Publik	7.458	7.881	8.497	9.244	9.757
d. Industri	45.433	47.551	45.784	50.516	54.231
Pelanggan :					
a. Rumah Tangga	176.418	189.547	202.793	213.029	229.230
b. Bisnis	25.464	28.711	31.186	35.113	30.331
c. Publik	2.996	3.192	3.673	3.856	4.187
d. Industri	232	260	279	281	338
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	570	582	587	603	632
b. Bisnis	767	844	890	932	967
c. Publik	640	671	683	736	803
d. Industri	621	629	627	655	712
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	60,53	62,09	63,16	63,94	71,22

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	245	249	252	255	259
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
Pertumbuhan PDRB	6,3	5,7	5,1	4,8	5,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	71.554	76.579	83.402	87.972	95.329
b. Bisnis	30.391	33.831	35.507	36.108	39.534
c. Publik	10.598	11.350	12.215	12.987	14.034
d. Industri	59.635	63.774	65.295	63.533	68.928
Pelanggan :					
a. Rumah Tangga	228.675	49.887.344	53.080.778	56.374.290	59.539.981
b. Bisnis	43.015	2.359.279	2.549.146	2.801.331	3.064.079
c. Publik	4.316	1.401.644	1.494.854	1.599.759	1.719.775
d. Industri	351	55.170	57.969	62.924	69.381
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	640	690	759	838	844
b. Bisnis	977	1.120	1.266	1.284	1.199
c. Publik	804	903	1.015	1.137	1.077
d. Industri	720	802	982	1.151	1.057
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	73,37	78,06	81,70	86,20	89,10

Tabel 6.14 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sumatera)

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	48,00	48,81	49,62	50,63	51,76
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,72	1,69	1,66	2,05	2,23
Pertumbuhan PDRB	4,8	4,8	13,3	5,6	6,2
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	7.342	8.154	9.032	10.405	11.717
b. Bisnis	2.545	3.044	3.379	3.735	3.858
c. Publik	1.292	1.464	1.648	1.808	1.923
d. Industri	3.513	3.775	3.564	3.727	3.992
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	6.313.414	6.682.735	6.869.353	7.293.616	8.211.395
b. Bisnis	315.617	339.598	359.977	386.352	430.205
c. Publik	178.011	191.670	200.559	213.792	230.962
d. Industri	5.881	5.879	5.810	5.881	6.069
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	555	564	567	574	608
b. Bisnis	766	841	874	883	938
c. Publik	643	685	695	752	803
d. Industri	617	616	620	652	714
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	55,67	57,94	58,59	59,34	68,60

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	52,65	53,54	54,41	55,27	56,12
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,73	1,68	1,63	1,58	1,53
Pertumbuhan PDRB	5,7	5,3	5,7	4,6	5,3
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	13.612	14.476	15.850	16.889	18.752
b. Bisnis	4.089	4.358	4.569	4.778	5.296
c. Publik	2.113	2.259	2.424	2.598	2.884
d. Industri	4.390	4.645	4.767	4.902	5.170
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	228.675	9.724.032	10.361.378	10.971.567	15.153.576
b. Bisnis	43.015	495.764	525.615	559.921	1.252.603
c. Publik	4.316	268.119	285.677	305.628	611.200
d. Industri	351	6.704	7.299	7.950	13.474
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	620	660	716	782	796
b. Bisnis	973	1.113	1.251	1.270	1.201
c. Publik	802	900	1.026	1.180	1.115
d. Industri	725	795	967	1.145	1.058
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	72,11	75,95	79,21	83,19	86,30

Tabel 6.15 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Jawa-Bali)

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	135,01	136,37	137,71	140,50	142,67
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,03	1,01	0,98	2,03	1,54
Pertumbuhan PDRB	6,6	6,4	5,1	6,7	7,1
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	34.304	35.929	38.990	41.704	44.645
b. Bisnis	15.488	16.950	18.318	19.909	20.746
c. Publik	5.131	5.342	5.688	6.150	6.427
d. Industri	40.700	42.554	41.111	45.638	48.999
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	23.519.710	24.362.750	25.134.275	26.585.528	28.066.341
b. Bisnis	1.022.098	1.084.946	1.198.512	1.185.789	1.250.133
c. Publik	656.559	687.892	717.027	753.759	788.775
d. Industri	37.331	37.995	38.468	39.247	40.561
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	575	590	597	616	645
b. Bisnis	772	846	893	939	974
c. Publik	635	659	670	721	796
d. Industri	621	630	628	654	711
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	66,2	67,9	69,3	70,4	75,8

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	144,37	146,04	147,68	149,30	150,88
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,19	1,16	1,12	1,09	1,06
Pertumbuhan PDRB	7,1	6,5	5,9	5,8	5,9
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	48.500	51.558	55.814	58.626	62.839
b. Bisnis	22.752	25.364	26.689	26.947	29.335
c. Publik	6.934	7.364	7.912	8.345	8.873
d. Industri	53.874	57.710	58.991	56.980	61.825
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	228.675	32.511.666	34.467.687	36.643.172	38.584.626
b. Bisnis	43.015	1.444.120	1.565.895	1.743.298	1.925.821
c. Publik	4.316	904.966	964.499	1.032.852	1.109.728
d. Industri	351	44.646	46.564	50.626	55.590
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	651	704	778	863	864
b. Bisnis	976	1.117	1.269	1.287	1.196
c. Publik	796	896	1.001	1.115	1.055
d. Industri	719	802	983	1.152	1.057
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	77,9	82,7	86,6	91,4	94,2

**Tabel 6.16 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik
(Kalimantan)**

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	12,6	12,8	13,1	13,8	14,2
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,77	1,74	1,70	5,53	2,64
Pertumbuhan PDRB	7,9	6,2	11,3	8,5	8,9
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	2.268	2.463	2.799	3.075	3.481
b. Bisnis	875	1.023	1.087	1.226	1.272
c. Publik	375	389	425	476	519
d. Industri	403	366	334	354	380
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	1.659.794	1.685.900	1.727.602	1.861.693	2.080.692
b. Bisnis	104.662	114.372	120.340	124.561	137.266
c. Publik	56.063	58.529	61.234	64.934	69.132
d. Industri	1.152	1.155	1.121	1.110	1.144
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	556	559	556	570	595
b. Bisnis	773	848	889	932	945
c. Publik	665	701	726	780	827
d. Industri	698	699	686	700	771
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	54,2	54,1	54,5	59,6	64,8

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	14,5	14,8	15,0	15,3	15,6
Pertumbuhan Penduduk (%)	2,12	2,07	2,01	1,96	1,90
Pertumbuhan PDRB	8,6	5,6	5,1	2,5	6,8
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	4.012	4.437	4.958	5.238	5.688
b. Bisnis	1.383	1.488	1.630	1.760	1.907
c. Publik	575	633	689	743	797
d. Industri	410	431	464	493	531
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	2.323.404	2.581.052	2.776.248	2.946.065	3.112.612
b. Bisnis	153.858	173.686	187.609	205.121	221.458
c. Publik	74.170	80.454	86.359	92.210	100.161
d. Industri	1.207	1.259	1.323	1.380	1.456
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	608	651	717	791	808
b. Bisnis	977	1.130	1.255	1.264	1.202
c. Publik	831	930	1.052	1.154	1.089
d. Industri	776	872	1.018	1.155	1.080
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	65,8	71,2	74,9	78,0	81,1

Tabel 6.17 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Sulawesi & Nusa Tenggara)

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	25,0	25,4	25,8	26,6	27,1
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,61	1,58	1,54	2,84	1,94
Pertumbuhan PDRB	6,3	7,2	7,4	7,7	6,3
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	2.490	2.655	3.059	3.463	3.930
b. Bisnis	985	1.120	1.244	1.354	1.466
c. Publik	537	557	594	652	720
d. Industri	804	846	763	782	846
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	2.581.683	2.652.229	2.698.802	2.873.279	3.422.358
b. Bisnis	110.989	119.869	126.954	133.878	149.424
c. Publik	79.518	84.436	87.348	92.021	101.414
d. Industri	2.094	2.122	2.103	2.042	2.137
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	564	561	556	558	590
b. Bisnis	695	814	894	952	970
c. Publik	650	699	712	771	820
d. Industri	598	596	613	654	707
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	43,68	44,19	44,28	45,45	56,79

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	27,5	27,9	28,3	28,7	29,1
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,51	1,47	1,44	1,40	1,37
Pertumbuhan PDRB	7,1	7,4	6,7	9,7	7,4
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	4.493	5.053	5.611	5.977	6.704
b. Bisnis	1.741	2.152	2.103	2.089	2.405
c. Publik	777	864	950	1.044	1.195
d. Industri	945	969	1.051	1.134	1.376
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	3.877.845	4.337.118	4.669.489	4.942.770	5.274.345
b. Bisnis	164.077	185.220	203.590	220.606	237.852
c. Publik	110.513	120.988	128.713	137.019	148.188
d. Industri	2.248	2.423	2.635	2.814	3.232
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	611	656	710	770	783
b. Bisnis	998	1.151	1.264	1.303	1.228
c. Publik	828	927	1.046	1.180	1.123
d. Industri	721	814	989	1.117	1.053
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	59,62	65,28	69,17	72,44	75,65

Tabel 6.18 Data Untuk Pemodelan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik (Maluku & Papua)

Uraian	2007	2008	2009	2010	2011
Jumlah Penduduk (juta)	5,0	5,1	5,2	6,2	6,3
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,81	1,79	1,76	19,58	2,82
Pertumbuhan PDRB	5,3	1,5	16,6	0,6	(0,4)
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	562	589	628	697	808
b. Bisnis	223	267	302	338	378
c. Publik	124	129	142	158	169
d. Industri	12	11	12	15	14
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	433.521	451.910	467.005	497.375	567.526
b. Bisnis	31.744	38.379	42.460	46.457	52.002
c. Publik	18.650	19.885	20.685	21.680	23.407
d. Industri	128	125	119	114	116
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	576	591	595	623	649
b. Bisnis	735	853	897	982	970
c. Publik	706	797	828	873	911
d. Industri	745	791	735	690	806
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	37,96	38,87	39,47	43,15	46,83

Uraian	2012	2013	2014	2015	2016
Jumlah Penduduk (juta)	6,5	6,6	6,7	6,9	7,0
Pertumbuhan Penduduk (%)	2,09	2,05	2,01	1,97	1,93
Pertumbuhan PDRB	3,6	11,4	22,0	7,1	4,6
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Penjualan Tenaga Listrik (GWh) :					
a. Rumah Tangga	938	1.056	1.169	1.243	575
b. Bisnis	427	469	515	534	973
c. Publik	200	230	239	257	519
d. Industri	17	19	22	24	180
Pelanggan:					
a. Rumah Tangga	628.197	733.476	805.976	870.716	926.986
b. Bisnis	55.255	60.489	66.437	72.385	77.790
c. Publik	25.077	27.117	29.606	32.050	40.683
d. Industri	131	138	148	154	163
Tarif Tenaga Listrik Rata-Rata (Rp/kWh):					
a. Rumah Tangga	665	727	834	948	993
b. Bisnis	997	1.123	1.258	1.274	1.216
c. Publik	902	956	1.137	1.206	1.149
d. Industri	808	900	1.030	1.154	1.101
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%) *)	43,65	47,71	50,29	57,56	60,18

Asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi diambil dari beberapa sumber. Pertumbuhan ekonomi pada tahun 2016 dan 2017 diambil dari APBN-P 2016 dan RAPBN 2017. Untuk periode tahun 2018-2020, RUPTL ini mengadopsi angka pertumbuhan ekonomi pada Dokumen Kerangka Ekonomi Makro 2017. Sedangkan untuk periode tahun 2021-2026, proyeksi ekonomi menggunakan angka dari Proyeksi BPPT tahun 2014 dan 2015, yaitu rata-rata 6,4% per tahun. Proyeksi kebutuhan listrik dalam RUPTL 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 lain³⁶ dalam rangka mendorong pertumbuhan ekonomi. Untuk angka pertumbuhan dan jumlah penduduk digunakan data dokumen Proyeksi Penduduk Indonesia 2010-2035 dari BPS-Bappenas-UNFP. Target rasio elektrifikasi mengacu pada angka target rasio elektrifikasi pada Draft RUKN 2015-2035. Angka inflasi yang digunakan untuk proyeksi tarif listrik juga mengacu pada angka inflasi pada Draft RUKN 2015-2034. Tabel 6.19 hingga Tabel 6.24 memperlihatkan asumsi dan target yang digunakan dalam pemodelan proyeksi penjualan listrik untuk masing-masing regional.

Tabel 6.19 Asumsi/Target (Indonesia)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	261.89	265.02	268.02	271.07	273.98	276.82	279.58	282.25	284.83	287.32
Pertumbuhan Penduduk (%)	1.23	1.19	1.13	1.14	1.08	1.04	1.00	0.95	0.91	0.88
Pertumbuhan PDRB (%)	5.1	5.5	6.1	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4
Inflasi (%)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.6	3.6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	91.62	94.24	95.95	97.57	98.43	98.90	99.23	99.39	99.49	99.57

Tabel 6.20 Asumsi/Target (Sumatera)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	56.95	57.76	58.51	59.34	60.09	60.83	61.54	62.23	62.90	63.55
Pertumbuhan Penduduk (%)	1.48	1.43	1.28	1.42	1.28	1.22	1.17	1.12	1.07	1.03
Pertumbuhan PDRB (%)	4.6	5.1	5.6	6.0	6.0	5.9	5.9	5.9	5.9	5.8
Inflasi (%)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.6	3.6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	90.14	92.82	95.01	96.94	97.91	98.49	98.94	99.38	99.61	99.81

Tabel 6.21 Asumsi/Target (Jawa-Bali)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	152.42	153.93	155.40	156.83	158.22	159.57	160.87	162.12	163.32	164.48
Pertumbuhan Penduduk (%)	1.02	0.99	0.96	0.92	0.89	0.85	0.81	0.78	0.74	0.71
Pertumbuhan PDRB (%)	5.0	5.4	6.0	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.3	6.2
Inflasi (%)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.6	3.6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	95.45	97.59	98.47	99.29	99.54	99.69	99.842	99.843	99.844	99.85

Tabel 6.22 Asumsi/Target (Kalimantan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	15.92	16.21	16.49	16.77	17.04	17.31	17.57	17.83	18.08	18.33
Pertumbuhan Penduduk (%)	1.85	1.79	1.74	1.69	1.63	1.57	1.52	1.46	1.41	1.36
Pertumbuhan PDRB (%)	6.1	6.4	7.1	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Inflasi (%)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.6	3.6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	83.26	86.21	89.23	92.35	94.92	95.57	96.15	96.63	97.11	97.29

Tabel 6.23 Asumsi/Target (Sulawesi & Nusa Tenggara)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	29.46	29.85	30.23	30.60	30.97	31.33	31.68	32.03	32.37	32.70
Pertumbuhan Penduduk (%)	1.34	1.31	1.27	1.24	1.20	1.17	1.13	1.09	1.05	1.02
Pertumbuhan PDRB (%)	6.7	6.9	7.7	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.1	8.0
Inflasi (%)	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.6	3.6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	81.4	85.6	89.6	93.3	95.6	97.0	98.0	98.2	98.5	98.8

³⁶ Entitas lain tersebut misalnya sektor industri yang mempunyai pembangkit sendiri, atau sebuah pembangkit swasta yang memasok suatu kawasan industri eksklusif.

Tabel 6.24 Asumsi/Target (Maluku & Papua)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Jumlah Penduduk (juta)	7,13	7,27	7,40	7,53	7,66	7,78	7,91	8,04	8,16	8,28
Pertumbuhan Penduduk (%)	1,89	1,85	1,81	1,76	1,72	1,67	1,62	1,57	1,52	1,48
Pertumbuhan PDRB (%)	3,9	4,0	4,5	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,6
Inflasi (%)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,6	3,6
Rasio Pelanggan Rumah Tangga (%)	69,30	76,52	83,30	90,15	95,76	99,02	99,33	99,63	99,69	99,69

6.3.5. Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

Berdasarkan asumsi-asumsi yang telah ditetapkan, selanjutnya kebutuhan tenaga listrik per golongan pelanggan diproyeksikan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.25 hingga Tabel 6.30.

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,2% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015 dan estimasi realisasi penjualan 2016, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2026 diperkirakan akan mencapai 483 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,3% selama 10 tahun mendatang.

Tabel 6.25 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Indonesia (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	102.158	109.638	117.861	126.926	136.236	145.797	155.805	166.365	177.500	189.233
Bisnis	43.168	47.703	52.217	57.589	63.310	69.104	75.409	82.257	89.818	97.943
Publik	15.028	16.094	17.292	18.638	20.087	21.646	23.325	25.137	27.092	29.185
Industri	74.413	80.966	88.146	99.197	109.945	120.266	131.212	143.243	155.425	166.612
TOTAL	234.767	254.402	275.516	302.349	329.578	356.813	385.751	417.002	449.835	482.973
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	896	960	1.028	1.115	1.203	1.289	1.380	1.477	1.579	1.681
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	39.516	42.894	46.218	51.290	56.047	60.680	65.415	70.486	75.727	80.860

Tabel 6.26 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sumatera (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	20.556	22.404	24.427	26.701	28.995	31.405	33.976	36.734	39.627	42.707
Bisnis	5.799	6.504	7.342	8.371	9.464	10.681	12.012	13.487	15.229	17.088
Publik	3.121	3.398	3.732	4.123	4.554	5.028	5.560	6.125	6.758	7.453
Industri	5.671	6.274	7.049	9.711	13.010	15.641	18.378	21.109	23.571	25.168
TOTAL	35.147	38.580	42.551	48.906	56.023	62.755	69.916	77.455	85.185	92.417
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	617	668	727	824	932	1.032	1.136	1.245	1.354	1.454
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	6.981	7.589	8.301	9.470	10.762	11.961	13.226	14.544	15.914	17.134

Tabel 6.27 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Jawa-Bali (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	66.448	70.554	75.042	79.935	85.009	90.312	95.874	101.667	107.756	114.129
Bisnis	31.972	35.085	37.992	41.500	45.210	48.759	52.588	56.724	61.191	65.995
Publik	9.430	9.988	10.581	11.229	11.912	12.631	13.391	14.194	15.043	15.936
Industri	66.111	71.401	77.016	82.952	89.476	96.494	104.153	112.444	121.245	130.507
TOTAL	173.960	187.028	200.630	215.617	231.607	248.195	266.007	285.029	305.235	326.561
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	1.141	1.215	1.291	1.375	1.464	1.555	1.654	1.758	1.869	1.986
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	27.935	29.939	32.136	34.943	37.648	40.389	43.127	46.051	49.048	52.140

Tabel 6.28 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Kalimantan (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	6.207	6.774	7.430	8.165	8.957	9.653	10.401	11.207	12.074	12.982
Bisnis	2.135	2.460	2.711	3.011	3.337	3.716	4.145	4.594	5.090	5.618
Publik	864	931	1.010	1.100	1.197	1.302	1.415	1.538	1.672	1.816
Industri	653	832	1.027	2.132	2.239	2.339	2.651	2.905	2.953	3.005
TOTAL	9.858	10.998	12.178	14.407	15.730	17.009	18.612	20.244	21.790	23.421
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	619,1	678,5	738,4	859,1	923,0	982,6	1.059,1	1.135,3	1.205,0	1.277,8
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	1.917	2.137	2.359	2.787	3.036	3.268	3.559	3.855	4.138	4.435

Tabel 6.29 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Sulawesi & Nusa Tenggara (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	7.370	8.113	8.940	9.855	10.756	11.685	12.632	13.645	14.731	15.891
Bisnis	2.616	2.934	3.367	3.804	4.288	4.820	5.408	6.056	6.757	7.520
Publik	1.312	1.446	1.603	1.780	1.973	2.184	2.415	2.666	2.940	3.230
Industri	1.952	2.431	3.025	4.270	4.986	5.506	5.690	6.392	7.209	7.457
TOTAL	13.249	14.923	16.934	19.709	22.003	24.195	26.144	28.759	31.638	34.098
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	449,7	500,0	560,3	644,1	710,5	772,3	825,2	897,9	977,5	1.042,9
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	2.627	2.946	3.331	3.846	4.264	4.664	5.015	5.474	5.980	6.406

Tabel 6.30 Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik Maluku & Papua (GWh)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	650	726	809	901	993	1.071	1.153	1.243	1.339	1.443
Bisnis	1.152	1.312	1.483	1.666	1.855	2.034	2.166	2.307	2.453	2.609
Publik	564	631	710	801	901	1.011	1.131	1.263	1.410	1.571
Industri	186	201	218	338	459	533	608	686	768	827
TOTAL	2.552	2.870	3.220	3.705	4.208	4.648	5.057	5.499	5.970	6.449
Konsumsi tenaga listrik per kapita (kWh/kapita)	357,8	395,0	435,3	492,2	549,5	597,0	639,3	684,4	731,8	779,0
Beban Puncak Non-Coincident (MW)	526	588	656	751	845	924	997	1.075	1.159	1.243

Proyeksi penjualan RUPTL 2017-2026 lebih rendah dibanding proyeksi penjualan RUPTL 2016-2025, RUKN 2008-2027 dan Draft RUKN 2015-2034. Gambar 6.1 berikut memperlihatkan perbandingan proyeksi penjualan dari keempat sumber tersebut.



Gambar 6.1 Perbandingan Proyeksi Penjualan Tenaga Listrik

6.4. PROYEKSI JUMLAH PELANGGAN

Hasil proyeksi pelanggan per golongan dapat dilihat pada Tabel 6.31 hingga Tabel 6.36.

Tabel 6.31 Proyeksi Jumlah Pelanggan Indonesia (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	62.251	64.782	66.703	68.572	69.911	70.960	71.893	72.885	73.419	74.118
Bisnis	3.252	3.461	3.699	3.967	4.257	4.571	4.911	5.279	5.676	6.105
Publik	1.804	1.902	2.009	2.126	2.250	2.382	2.522	2.669	2.826	2.991
Industri	72	74	77	79	82	85	88	91	94	98
TOTAL	67.379	70.218	72.488	74.745	76.501	77.998	79.414	80.724	82.016	83.312

Tabel 6.32 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sumatera (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	12.288	12.833	13.313	13.760	14.072	14.326	14.557	14.783	14.972	15.154
Bisnis	637	678	726	782	843	910	984	1.065	1.155	1.253
Publik	339	359	382	408	436	466	499	534	571	611
Industri	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13
TOTAL	13.273	13.880	14.431	14.961	15.362	15.713	16.051	16.394	16.711	17.031

Tabel 6.33 Proyeksi Jumlah Pelanggan Jawa-Bali (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	39.870	41.173	41.946	42.694	43.191	43.636	44.073	44.432	44.779	45.114
Bisnis	2.040	2.165	2.304	2.457	2.622	2.798	2.987	3.188	3.404	3.634
Publik	1.159	1.216	1.278	1.344	1.413	1.485	1.561	1.641	1.725	1.813
Industri	57	59	61	64	66	68	71	73	76	79
TOTAL	43.127	44.613	45.589	46.558	47.291	47.988	48.692	49.334	49.983	50.639

Tabel 6.34 Proyeksi Jumlah Pelanggan Kalimantan (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	3.297	3.468	3.645	3.828	3.990	4.073	4.151	4.225	4.297	4.354
Bisnis	237	255	276	299	324	351	380	412	445	481
Publik	106	112	119	126	134	143	152	161	171	182
Industri	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL	3.642	3.837	4.041	4.255	4.450	4.568	4.685	4.799	4.915	5.019

Tabel 6.35 Proyeksi Jumlah Pelanggan Sulawesi & Nusa Tenggara (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	5.707	6.083	6.442	6.795	7.043	7.229	7.382	7.483	7.582	7.679
Bisnis	257	278	303	332	364	399	438	480	526	576
Publik	157	167	179	193	207	223	239	257	276	297
Industri	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
TOTAL	6.124	6.532	6.928	7.323	7.618	7.854	8.063	8.224	8.388	8.555

Tabel 6.36 Proyeksi Jumlah Pelanggan Maluku & Papua (ribu pelanggan)

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Rumah Tangga	1.089	1.224	1.357	1.494	1.615	1.697	1.730	1.763	1.791	1.817
Bisnis	81	85	91	97	104	112	122	134	147	161
Publik	44	47	51	56	60	65	70	76	82	89
Industri	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
TOTAL	1.214	1.357	1.499	1.647	1.779	1.875	1.923	1.973	2.020	2.067

6.5. PERENCANAAN PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK

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 kelas kapasitas 300 MW dan 600 MW (mulut tambang maupun bukan mulut tambang). PLTG/MG/U pemikul beban puncak dan beban menengah (*loadfollower*) dengan kapasitas antara 100 sampai dengan 800 MW. serta PLTA

(loadfollower) dengan kapasitas antara 100 sampai dengan 800 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/CNG pemikul beban puncak 400-500 MW dan PLTA *Pumped Storage* 250 MW³⁷. 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 efisiensi³⁸ 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 6.37.

Tabel 6.37 Asumsi Harga Bahan Bakar

Jenis Energi Primer	Harga	Nilai Kalor
Batubara – Sub Bituminous	USD 70/Ton	5.200 kcal/kg
Batubara – Lignite	USD 50/Ton	4.400 kcal/kg
Batubara – Lignite di Mulut Tambang	USD 25/Ton	<3.800 kcal/kg
Gas alam	USD 7/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
LNG *)	USD 10/MMBTU	252.000 kcal/Mscf
HSD *)	USD 0,5/Liter	9.100 kcal/l
MFO *)	USD 0,4/Liter	9.700 kcal/l
Uap Panas Bumi dan proyek energi terbarukan	(tidak mempengaruhi hasil simulasi perencanaan karena diperlakukan sebagai <i>fixed plant</i>)	
Bahan bakar nuklir	USD 1.400 /kg	

*) Harga tersebut adalah untuk harga *crude oil* US\$60/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

³⁷Mengacu pada desain PLTA *Pumped Storage Upper Cisokan*

³⁸Mengambil *benefit* dari *economies of scale* dan menggunakan teknologi *boilersupercritical* yang mempunyai efisiensi jauh lebih tinggi daripada teknologi *subcritical*.

MW, 200 MW dan 300 MW serta kandidat PLTG/GU pemikul beban puncak kelas 50-450 MW. Sistem lainnya menggunakan kandidat pembangkit yang lebih kecil.

6.5.2. Program Percepatan Pembangkit Tahap 1

Dengan Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik Yang Menggunakan Batubara sebagaimana telah 3 kali diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 59 Tahun 2009, Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2011 dan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014, Pemerintah telah menugaskan PT PLN (Persero) untuk membangun pembangkit listrik berbahan bakar batubara sebanyak kurang lebih 10.000 MW untuk memperbaiki *fuel mix* dan sekaligus juga memenuhi kebutuhan demand listrik di seluruh Indonesia. Program ini dikenal sebagai “Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW”. Berdasar penugasan tersebut PLN pada saat ini tengah membangun sejumlah proyek pembangkit dengan kapasitas dan perkiraan tahun operasi diperlihatkan pada Tabel 6.38.

Sampai dengan bulan Desember 2016 pembangunan Proyek Percepatan Pembangkit 10.000 MW yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 9.570 MW, dalam tahap komisioning 102 MW dan tahap konstruksi 255 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) yang direncanakan akan direlokasi ke Berau (2x7 MW) dan Ketapang (2x7 MW).

**Tabel 6.38 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 Desember 2016**

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Banten (Labuan)	2x300	2009- 2010	PLTU di Lampung (Tarahan Baru)	2x100	2014
PLTU 1 di Jabar (Indramayu)	3x330	2011	PLTU 1 di Kalbar (Parit Baru)	2x50	2017- 2018
PLTU 1 di Banten (Suralaya Unit 8)	1x625	2011	PLTU di Kaltim (Teluk Balikpapan)	2x110	2016
PLTU 3 di Banten (Lontar)	3x315	2011-2012	PLTU 1 di Kalteng (Pulang Pisau)	2x60	2016- 2017

Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)	COD
PLTU 2 di Jateng (PLTU Adipala)	1x660	2016	PLTU di Gorontalo (Anggrek)	2x25	2017-2018
PLTU 1 di Jatim (Pacitan)	2x315	2013	PLTU di Maluku Utara (Tidore)	2x7	2016
PLTU 2 di Jatim (Paiton Unit 9)	1x660	2012	PLTU 2 di Papua (Jayapura)	2x10	2017
PLTU 3 di Jatim (Tanjung Awar-awar)	2x350	2014-2016	PLTU 1 di Papua (Timika)	2x7	<i>Batal</i>
PLTU di Aceh (Meulaboh/Nagan Raya)	2x110	2014	PLTU di Maluku (Ambon)	2x15	2021
PLTU 2 di Sumut (Pangkalan Susu)	2x220	2016	PLTU di Sultra (Kendari)	2x10	2012-2014
PLTU 1 di Riau (Bengkalis)	2x10	<i>Batal</i>	PLTU di Sulsel (Baru)	2x50	2012-2013
PLTU Tenayan di Riau	2x110	2016	PLTU 2 di NTB (Lombok)	2x25	2016-2017
PLTU di Kepri (Tanjung Balai)	2x7	2014-2015	PLTU 1 di NTT (Ende)	2x7	2015-2016
PLTU 4 di Babel (Belitung)	2x16,5	2015-2016	PLTU 2 di NTT (Kupang)	2x16,5	2014
PLTU 3 di Babel (Air Anyer)	2x30	2014-2016	PLTU 1 di NTB (Bima)	2x10	2019
PLTU 2 di Riau (Selat Panjang)	2x7	<i>Batal</i>	PLTU 1 Sulut	2x25	2019
PLTU 2 di Kalbar (Pantai Kura-Kura)	2x27,5	2017-2018	PLTU 2 di Kalteng	2x7	<i>Batal</i>
PLTU di Sumbar (Teluk Sirih)	2x112	2013-2014	Jumlah	9.927	

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 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 6.39.

Tabel 6.39 Daftar Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tahap 2

Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW	Provinsi	Pemilik	Jenis	Proyek Pembangkit	MW
Aceh	Swasta	PLTA	Peusangan-4	83	Lampung	Swasta	PLTA	Semangka	2 x 28
		PLTP	Jaboi	2 x 5			PLTP	Danau Ranau	2 x 55
		PLTP	Seulawah Agam	110			PLTP	Rajabasa	2 x 110
Banten	Swasta	PLTP	Gunung Endut	40			PLTP	Suoh Sekoncau	4 x 55
		PLTP	Rawa Dano	110			PLTP	Ulubelu 3 dan 4	2 x 55
Bengkulu	PLN	PLTP	Hululais	2 x 55	Maluku	PLN	PLTP	Wai Ratai	55
Jambi	PLN	PLTP	Sungai Penuh	2 x 55			PLTP	Tulehu	2 x 10
Jawa Barat	PLN	PLTA	Upper Cisokan PS	4 x 260	Maluku Utara	Swasta	PLTP	Jailolo	4 x 10
		PLTA	Jatigede	2 x 55			PLTP	Songa Wayaua	5
		PLTU	Indramayu	1,000	NTB	PLN	PLTP	Sembalun	2 x 10
		PLTU	Jawa-6	2 x 1,000			PLTU	Lombok	2 x 50
	Swasta	PLTP	Cibuni	10	NTT	Swasta	PLTP	Hu'u	2 x 10
		PLTP	Cisolok-Cisukarame	50			PLTP	Atadei	2 x 2.5
		PLTP	Gunung Ciremai	2 x 55	PLTP		Mataloko	20	
		PLTP	Kamojang 5	30	PLTP		Sokoria	30	
		PLTP	Karaha Bodas	30	PLTP	Oka Ile Ange	10		
		PLTP	Karaha Bodas	2 x 55	Sulsel	PLN	PLTU	Punagaya	2 x 100
		PLTP	Patuha	3 x 55			Swasta	PLTA	Bonto Batu
		PLTP	Tampomas	45	PLTA	Malea	2 x 45		
		PLTP	Tangkuban Perahu 1	2 x 55	Sulteng	Swasta	PLTP	Bora Pulu	40
		PLTP	Tangkuban Perahu 2	2 x 30			PLTP	Marana/Masaingi	2 x 10
		PLTP	Wayang Windu 3-4	2 x 110	Sulut	PLN	PLTP	Kotamobagu	80
		PLTU	Jawa-1	1,000			Swasta	PLTP	Lahendong V dan VI
		PLTU	Jawa-3	2 x 660	Sumbar	PLN	PLTA	Masang 2	55
		PLTU	Jawa-5	2 x 1,000			Swasta	PLTP	Bonjol
		Jawa Tengah	Swasta	PLTP	Baturaden	2 x 110	PLTP	Muaralaboh	2 x 110
PLTP	Dieng			55	Sumsel	Swasta	PLTP	Lumut Balai	4 x 55
PLTP	Dieng			60			PLTP	Rantau Dadap	2 x 110
PLTP	Guci			55	Sumut	PLN	PLTA	Asahan 3	2 x 87
PLTP	Umbul Telumoyo			55			PLTU	Pangkalan Susu 3 dan 4	2 x 200
PLTP	Ungaran			55		Swasta	PLTA	Hasang	40
PLTU	Jawa-4			2 x 1,000		PLTA	Wampu	3 x 15	
Jawa Timur	Swasta			PLTP	Ijen	2 x 55	PLTP	Sarulla 1	3 x 110
		PLTP	Iyang Argopuro	55	PLTP	Sarulla 2	2 x 55		
		PLTP	Wilis/Ngebel	3 x 55	PLTP	Simbolon Samosir	2 x 55		
Kalbar	PLN	PLTU	Parit Baru	2 x 50	PLTP	Sipoholon Ria-ria	20		
Kalsel	Swasta	PLTU	Kalsel	2 x 100	PLTP	Sorik Marapi	240		
Kalteng	PLN	PLTG	Bangkanai	280	Jumlah		17,458		

Sampai dengan bulan November 2016 pembangkit FTP2 yang telah selesai dan beroperasi komersial adalah sebesar 205 MW, yaitu PLTP Patuha 1 (55 MW), PLTP Kamojang 5 (30 MW), PLTA Wampu (45 MW), PLTP Ulubelu 3 (55 MW) dan PLTP Lahendong 5 (20 MW).

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 RUPTL ini yang diharapkan dapat COD hingga tahun 2019, atau setidaknya semua proses pengadaan sudah tuntas 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.

Setelah 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 sekitar 48 ribu kms dan tambahan GI sekitar 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 (\pm 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.

Kunci sukses dan dukungan yang diharapkan Program 35.000 MW

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 35.000 MW untuk 5 tahun ke depan membutuhkan dukungan Pemerintah dalam hal sebagai berikut:

1. Mempermudah dan mempercepat persetujuan SLA dan PKLN.
2. Menyetujui *direct loan* dari bank pembangunan internasional ke PLN dengan jaminan pemerintah.
3. Melanjutkan proyek kelistrikan 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. Partisipasi Pengembang Pembangkit Listrik (IPP)

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.

Mengacu pada Peraturan Menteri ESDM No. 10 tahun 2017 tentang Pokok-Pokok dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik, apabila IPP terlambat COD maka akan dikenakan penalti, dan IPP dapat COD lebih cepat sesuai permintaan PLN maka IPP tersebut dapat memperoleh insentif.

6.5.6. 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 dalam PPP Book 2015 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), namun hanya PLTU Jawa Tengah yang sudah dilaksanakan.

6.5.7. Rencana Pengembangan PLTU Batubara Mulut Tambang

Dalam RUPTL ini terdapat rencana pembangunan PLTU mulut tambang sebesar 7.345 MW yang berlokasi di dekat tambang batubara di wilayah Sumatera dan Kalimantan. Keekonomian PLTU batubara mulut tambang diharapkan dapat menurunkan biaya pokok pembangkitan (BPP-pembangkit), mengingat 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 pantai³⁹ 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.

Untuk mendorong pengembangan PLTU mulut tambang, Pemerintah telah menerbitkan Peraturan Menteri ESDM Nomor 24 Tahun 2016 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri ESDM Nomor 9 Tahun 2016 tentang Tata Cara Penyediaan dan Penetapan Harga Batubara untuk Pembangkit Listrik Mulut Tambang, dimana harga dasar batubara ditentukan berdasarkan hasil kesepakatan antara perusahaan tambang dan perusahaan pembangkit listrik mulut tambang. Harga dasar batubara dihitung berdasarkan formula biaya produksi ditambah *margin* dengan memperhitungkan eskalasi. *Margin* tersebut ditentukan berdasarkan kesepakatan antara perusahaan tambang dan perusahaan pembangkit listrik mulut tambang, dimana besaran *margin* paling rendah 15% dan paling tinggi 25% dari total biaya produksi.

6.5.8. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Indonesia

Rencana penambahan kapasitas pembangkit gabungan seluruh Indonesia ditunjukkan pada Tabel 6.40 sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit selama 10 tahun mendatang (periode tahun 2017–2026) untuk seluruh Indonesia adalah 77,9 GW atau pertambahan kapasitas rata-rata mencapai 7,8 GW per tahun.
- Penambahan kapasitas pembangkit tersebut lebih rendah daripada RUPTL 2016-2025 karena proyeksi pertumbuhan beban yang lebih rendah.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 31,9 GW atau 41,0%, sementara PLTGU gas dengan kapasitas 18,8 GW atau 24,1% dan PLTG/MG sebesar 5,6 GW atau 7,2%. Untuk energi baru dan terbarukan (EBT), yang terbesar adalah PLTA sebesar 14,0 GW atau 18,0% dari kapasitas total, disusul oleh panas bumi sebesar 6,3 GW atau 8,1%. Sedangkan pembangkit lain sebesar 1,2 GW atau 1,6% berupa pembangkit termal modular, PLTS, PLTB, PLTD, PLT sampah dan biomass.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 18,7 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah dan memotivasi pengembang agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Tabel 6.40 Kebutuhan Tambahan Pembangkit Total Indonesia (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	354	626	1.297	678	1.030	80	1.000	1.000	-	-	6.064
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	75	50	130	55	60	20	100	-	490
PLTGU	150	1.750	1.580	380	540	530	430	-	-	-	5.360
PLTG	814	2.075	638	339	356	369	35	65	80	60	4.831
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	-	29	1	-	15	-	-	-	-	50
PLTA	-	-	154	54	367	146	379	442	607	-	2.149
PS	-	-	-	-	520	520	-	-	1.000	-	2.040
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	1,322	4,451	3,773	1,502	2,943	1,715	1,904	1,527	1,787	60	20,983
IPP											
PLTU	781	425	8.534	2.775	621	1.300	-	100	-	2.000	16.536
PLTU MT	28	28	300	1.140	2.100	1.200	1.150	800	-	600	7.345
PLTP	305	165	240	116	205	680	140	860	1.400	294	4.405
PLTGU	-	500	4.835	300	-	250	-	-	-	-	5.885
PLTG	108	100	180	20	-	-	-	-	-	-	408
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	64	112	134	196	388	311	178	30	150	81	1.644
PLTA	18	87	169	100	865	626	1.206	805	740	-	4.615
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	63	89	502	353	211	6	-	-	-	-	1.224
Jumlah	1,366	1,506	14,893	5,000	4,390	4,373	2,673	2,595	2,290	2,975	42,061
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	50	1.250	50	50	415	175	1,990
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	20	30	55	145	135	1.010	-	1,395
PLTGU	-	-	-	-	400	150	310	2.490	3.400	800	7,550
PLTG	-	-	-	61	53	55	16	45	75	50	355
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	48	263	-	-	1.328	-	1,639
PS	-	-	-	-	-	-	450	450	1.000	-	1,900
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	81	581	1,773	971	3,170	7,228	1,025	14,829
Total											
PLTU	1,135	1,051	9,831	3,453	1,701	2.630	1,050	1,150	415	2,175	24,590
PLTU MT	28	28	300	1,140	2,100	1,200	1,150	800	-	600	7,345
PLTP	305	165	315	186	365	790	345	1,015	2,510	294	6,290
PLTGU	150	2,250	6,415	680	940	930	740	2,490	3,400	800	18,795
PLTG	922	2,175	818	420	409	424	51	110	155	110	5,594
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	68	112	163	198	388	326	178	30	150	81	1,694
PLTA	18	87	323	154	1,280	1,035	1,585	1,247	2,675	-	8,402
PS	-	-	-	-	520	520	450	450	2,000	-	3,940
PLT Lain	63	89	502	353	211	6	-	-	-	-	1,224
Jumlah	2,688	5,956	18,666	6,584	7,914	7,860	5,548	7,292	11,305	4,060	77,873

6.5.9. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Pada Regional Sumatera

Sistem kelistrikan di regional 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 dibawah 10 MW. Pada Tabel 6.41 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2017-2026 untuk regional Sumatera.

Tabel 6.41 Kebutuhan Pembangkit Regional Sumatera (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	14	200	200	100	30	30	-	-	-	-	574
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	55	-	110	55	-	-	-	-	220
PLTGU	-	250	30	80	540	-	430	-	-	-	1.330
PLTG/MG	160	502	68	14	66	274	30	25	-	50	1.189
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	44	42	87	139	160	89	311	-	872
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	174	952	397	236	833	498	620	114	1.311	50	5.185
IPP											
PLTU	-	300	200	400	321	300	-	100	-	-	1.621
PLTU MT	-	-	300	1.140	1.500	600	950	600	-	600	5.690
PLTP	275	165	225	86	-	280	20	250	885	294	2.480
PLTGU	-	-	750	300	-	250	-	-	-	-	1.300
PLTG/MG	108	80	180	20	-	-	-	-	-	-	388
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	20	59	77	90	153	205	178	30	90	81	983
PLTA	18	87	52	10	787	476	333	175	300	-	2.238
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	40	34	22	93	91	-	-	-	-	-	279
Jumlah	461	725	1.805	2.139	2.852	2.111	1.481	1.155	1.275	975	14.979
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-	40
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	10	30	-	145	60	360	-	605
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	15	15	-	-	-	30
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	48	126	-	-	-	-	174
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	10	78	141	160	60	400	-	849
Total											
PLTU	14	500	400	500	351	330	-	100	40	-	2.235
PLTU MT	-	-	300	1.140	1.500	600	950	600	-	600	5.690
PLTP	275	165	280	96	140	335	165	310	1.245	294	3.305
PLTGU	-	250	780	380	540	250	430	-	-	-	2.630
PLTG/MG	268	582	248	34	66	289	45	25	-	50	1.607
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	20	59	77	90	153	205	178	30	90	81	983
PLTA	18	87	96	52	922	741	493	264	611	-	3.284
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000	-	1.000
PLT Lain	40	34	22	93	91	-	-	-	-	-	279
Jumlah	635	1.677	2.202	2.385	3.763	2.750	2.261	1.329	2.986	1.025	21.013

Tabel 6.41 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2017-2026 adalah 21,0 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 2,1 GW per tahun yang terdiri dari sistem interkoneksi Sumatera 17,2 GW dan luar sistem interkoneksi Sumatera 3,8 GW.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit *thermal* yang akan dibangun, yaitu sebesar 7,9 GW (37,7%). Sedangkan untuk pembangkit gas yang direncanakan yaitu, PLTGU sebesar 2,6 GW (12,5%), PLTG/MG 1,6 GW (7,6%). Sementara untuk energi terbarukan khususnya PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,3 GW atau 25,1%, Panas bumi sebesar 3,3 GW atau 15,6%, dan pembangkit lainnya 0,3 GW atau 1,3%.

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2) IPP	MW	246	166	108	117	706	78	104	55	575	160
Sarulla I (FTP2)	PLTP	220	110								
Sorik Marapi (FTP2)	PLTP				80						160
Seulawah Agam (FTP2)	PLTP								55	55	
Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP							20			
Sarulla II (FTP2)	PLTP									110	
Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP									110	
Hasang (FTP2)	PLTA			39							
Peusangan 4 (FTP2)	PLTA							84			
Batang Toru (Tapsel)	PLTA					510					
Krueng Isep	PLTA		10		10						
Pembangkit Hydro Tersebar (SBU)	PLTA	18		13		186	78			300	
Pembangkit MiniHydro Tersebar (SBU)	PLTMH	8	46	56	27	10					
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	MW	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-
Sumut 1	PLTU		300								
4) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	396	666	352	159	793	165	104	55	575	160
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	MW	-	250	-	-	430	-	520	-	1.311	-
Sumbagut 2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU		250								
Simonggo 2	PLTA							90			
Jambu Aye	PLTA									160	
Lawe Alas	PLTA									151	
Sumatera Pump Storage 1 (Toba)	PLTA									1.000	
Belawan #3 & #4	PLTGU					430		430			
2) IPP	MW	-	-	500	720	458	698	503	-	-	-
Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	PLTU				400						
Sumut 2	PLTU					300	300				
Sumbagut 134	PLTGU			500	300						
Arun	PLTG						240				
Sidikalang 1	PLTA					15					
Redelong	PLTA					17					
Meureubo 2	PLTA					59					
Tampur 1	PLTA							428			
Sibundong 4	PLTA							75			
Pembangkit Minihidro Tersebar (SBU)	PLTM				20	67	158	-	-	-	-
3) Unallocated	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	165	-
Pembangkit Panas Bumi Tersebar (SBU)	PLTP									165	
4) Impor/Ekspor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	250	500	720	888	698	1.023	-	1.476	-

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	2.399	2.154	2.515	2.515	2.515	Interkoneksi dengan Sistem Sumbagselteng menjadi sistem Sumatera				
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	396	916	852	879	1.681					
c. Total DMN Sistem	MW	2.795	3.466	4.678	5.558	7.238					

Tabel 6.43. Neraca Daya Sistem Sumbagselteng Tahun 2017-2026

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN							Interkoneksi dengan Sistem Sumbagut menjadi sistem Sumatera				
a. Penjualan	GWh	18.807	21.956	24.431	28.578	32.773					
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10,2	16,7	11,3	17,0	14,7					
c. Produksi	GWh	23.645	26.880	28.699	33.320	38.035					
d. Faktor Beban	%	71,9	72,0	72,1	72,2	72,3					
e. Beban Puncak Neto	MW	3.582	3.889	4.279	4.958	5.679					
f. Total Kebutuhan Daya	MW	4.656	5.056	5.563	6.446	7.383					
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	5.292	5.211	5.211	5.178	4.780					
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	4.033	3.992	4.531	4.498	4.050					
1) PLN	MW	2.474	2.459	3.062	3.029	2.631					
PLTA	MW	626	626	712	712	712					
PLTU	MW	835	856	1.098	1.098	700					
PLTG/MG	MW	683	701	899	866	866					
PLTGU	MW	148	152	194	194	194					
PLTP	MW	121	124	159	159	159					
PLTD	MW	61	-	-	-	-					
2) IPP	MW	1.285	1.259	1.419	1.419	1.419					
PLTA	MW	20	20	25	25	25					
PLTU	MW	967	949	1.031	1.031	1.031					
PLTG	MW	70	61	77	77	77					
PLTGU	MW	229	229	286	286	286					
3) Sewa	MW	274	274	50	50	-					
PLTG/MG	MW	274	274	50	50	-					
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-					
5) Impor	MW	-	-	-	-	-					
6) Retired dan Mothballed	MW	-	81	-	33	398					
PLTU	MW	-	-	-	-	398					
PLTG/MG	MW	-	-	-	33	-					
PLTD	MW	-	81	-	-	-					
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN	MW	30	-	85	-	110	107	-	-	-	-
Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU			30							
Hululais (FTP2)	PLTP			55		55					
Sungai Penuh (FTP2)	PLTP					55	55				
Masang 2 (FTP2)	PLTA						52				

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tj.Jabung Timur	PLTMG	30									
2) IPP	MW	67	145	456	424	52	356	775	970	390	134
Lumut Balai (FTP2)	PLTP		55	55			55		55		
Ulubelu #3,4 (FTP2)	PLTP	55									
Muara Laboh (FTP2)	PLTP			80					140		
Rantau Dadap (FTP2)	PLTP				86						134
Rajabasa (FTP2)	PLTP						110			110	
Sekincau (FTP2)	PLTP									220	
Wai Ratai (FTP2)	PLTP						55				
Danau Ranau (FTP2)	PLTP						40				
Bonjol (FTP2)	PLTP									60	
Semangka (FTP2)	PLTA		56								
Merangin 2	PLTA							175	175		
Air Putih	PLTA		21								
Sumsel 1	PLTU			300	300						
Sumsel 8	PLTU							600	600		
Pembangkit Hydro Tersebar (SBST)	PLTA					48	96				
Pembangkit MiniHydro Tersebar (SBST)	PLTMH	12	13	21	38	4					
3) Kerjasama antar Wilayah Usaha	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	97	145	541	424	162	463	775	970	390	134
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	MW	-	400	-	30	60	-	70	89	-	-
Lampung Peaker	PLTG/G U		200								
Riau Peaker	PLTGU/ MG		200								
Ketahun 1	PLTA							25			
Kumbih 3	PLTA							45			
Masang 3	PLTA								89		
Payoselincah (ST)	PLTGU				30						
Talang-Duku(ST)	PLTGU					30					
Borang (ST)	PLTGU					30					
2) IPP	MW	-	-	490	845	1.572	897	528	30	90	681
Riau	PLTGU			250							
Riau 2	PLTGU						250				
Sumsel 6	PLTU MT					600					
Sumbagsel 1	PLTU MT				300						
Bengkulu	PLTU			200							
Banyuasin	PLTU MT				240						
Sumsel (Ekspansi)	PLTU MT							350			
Sumatera 1	PLTU MT										600
Gunung Megang (Ekspansi)	PLTG			40							
Jambi	PLTU MT					600	600				
Riau 1	PLTU MT				300	300					

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit Minihidro Tersebar (SBST)	PLTM				5	72	47	178	30	90	81
3) <i>Unallocated</i>	MW	-	-	-	10	30	20	145	60	415	-
Pembangkit Panas Bumi Tersebar (SBST)	PLTP				10	30	20	145	60	415	
4) <i>Impor/Ekspor</i>	MW	-	-	-	-	(100)	(100)	-	-	-	-
Transfer ke Sistem Bangka	MW					(100)	(100)				
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	400	490	885	1.562	817	743	179	505	681
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	4.033	3.992	4.531	4.498	4.050	Interkoneksi dengan Sistem Sumbagut menjadi sistem Sumatera				
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	97	545	1.031	1.309	1.724					
c. Total DMN Sistem	MW	4.130	4.634	6.204	7.480	8.756					

Tabel 6.44. Neraca Daya Sistem Sumatera Tahun 2017-2026

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN		Sistem Sumbagut dan Sistem Sumbagselteng									
a. Penjualan	GWh						59.315	66.123	73.275	80.582	87.391
b. Pertumbuhan Penjualan	%						12	11	11	10	8
c. Produksi	GWh						74.062	82.260	90.619	102.075	09.911
d. Faktor Beban	%						72	73	73	75	75
e. Beban Puncak Neto	MW						10.583	11.769	13.013	13.859	15.015
f. Total Kebutuhan Daya	MW						13.757	15.299	16.917	18.017	19.520
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW						8.050	8.050	8.050	8.050	8.050
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW						6.235	6.235	6.235	6.235	6.235
1) PLN	MW						4.427	4.427	4.427	4.427	4.427
PLTA	MW						835	835	835	835	835
PLTP	MW						159	159	159	159	159
PLTG	MW						1.165	1.165	1.165	1.165	1.165
PLTGU	MW						838	838	838	838	838
PLTD	MW						-	-	-	-	-
PLTU Batubara	MW						1.430	1.430	1.430	1.430	1.430
2) IPP	MW						1.808	1.808	1.808	1.808	1.808
PLTA	MW						296	296	296	296	296
PLTP	MW						118	118	118	118	118
PLTG	MW						77	77	77	77	77
PLTGU	MW						286	286	286	286	286
PLTU Batubara	MW						1.031	1.031	1.031	1.031	1.031
3) Sewa	MW						-	-	-	-	-
PLTMG	MW						-	-	-	-	-
PLTD	MW						-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Impor	MW										

[illegible]

URAIAN	SATUAN / JENIS	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
3) Unallocated	MW	-	-	-	10	30	20	145	60	580	-
Pembangkit Panas Bumi Tersebar (SBU)	PLTP									165	
Pembangkit Panas Bumi Tersebar (SBST)	PLTP				10	30	20	145	60	415	
4) Impor/Ekspor	MW	-	-	-	-	(100)	(100)	-	-	-	-
Transfer ke Sistem Bangka	MW					(100)	(100)				
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	650	990	1.605	2.450	1.515	1.766	179	1.981	681
4. REKAPITULASI		Sistem Sumbagut dan Sistem Sumbagselteng									
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW						6.235	6.235	6.235	6.235	6.235
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW						2.143	2.645	1.204	2.946	975
c. Total DMN Sistem	MW						17.807	20.452	21.656	24.602	25.577

Neraca daya sistem Sumatera mempertimbangkan kondisi EFOR pembangkit yang cukup besar yang disebabkan oleh kondisi-kondisi: umur pembangkit yang sudah tua, keterbatasan waktu untuk pemeliharaan pembangkit karena kondisi sistem masih defisit serta variasi musim. Pada tahun 2019, reserve margin sistem Sumbagut dan Sistem Sumbagsel sudah lebih baik sehingga pemeliharaan pembangkit eksisting dapat dilakukan dengan optimal dan DMN pembangkit menjadi membaik.

Dalam rangka menyesuaikan dengan kebijakan Pemerintah dalam hal pencapaian bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, maka pembangkit EBT ditargetkan banyak yang beroperasi sampai tahun tersebut. Jenis pembangkit EBT yang direncanakan beroperasi antara lain adalah PLTA, PLTP, PLTM, PLTB, PLTS, PLT sampah, dan biomas/biogas.

Proyek-proyek strategis

1. 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 sistem Sumatera.
2. Pembangkit-pembangkit *Peaker* yaitu: Sumbagut 2 (250 MW), Riau (200 MW), Medan (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 ke tempat-tempat yang lebih memerlukan.
4. PLTU MT Jambi (1200 MW), PLTU MT Riau 1 (2x300 MW), PLTU MT Sumsel 1 (2x300 MW), PLTU MT Sumsel 6 (2x300 MW), PLTA Merangin 350 MW dan PLTA Batang Toru 510 MW merupakan proyek IPP strategis karena akan memenuhi kebutuhan sistem Sumatera dan sekaligus menurunkan BPP.
5. Pembangkit terbesar yang direncanakan beroperasi di Sistem Sumatera adalah PLTU Sumsel-8 MT 2x600 MW dengan target COD tahun 2023/2024. Pembangkit ini dijadwalkan dapat beroperasi pada tahun tersebut jika di sistem Sumatera sudah beroperasi beberapa pembangkit unit size 300 MW dan sistem Sumatera sudah terhubung dengan transmisi 500 KV.

6.5.10. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit di Jawa Bali

Penambahan Pembangkit di Jawa Bali

Pada Tabel 6.45 diperlihatkan jumlah kapasitas dan jenis pembangkit yang dibutuhkan dalam kurun waktu tahun 2017-2026 untuk Jawa-Bali.

Tabel 6.45 Rencana Penambahan Pembangkit Jawa-Bali (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	-	-	315	-	1,000	-	1,000	1,000	-	-	3,315
PLTP	-	-	-	-	-	-	60	-	-	-	60
PLTGU	150	1,400	1,000	-	-	-	-	-	-	-	2,550
PLTG/MG	5	100	-	-	-	-	-	-	-	-	105
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	110	-	-	-	-	-	-	-	110
PS	-	-	-	-	520	520	-	-	-	-	1,040
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	155	1,500	1,425	-	1,520	520	1,060	1,000	-	-	7,180
IPP											
PLTU	625	-	7,270	1,950	-	1,000	-	-	-	2,000	12,845
PLTP	30	-	10	-	175	395	110	590	470	-	1,780
PLTGU	-	500	4,050	-	-	-	-	-	-	-	4,550
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	31	45	27	68	157	50	-	-	60	-	437
PLTA	-	-	47	-	-	-	-	-	-	-	47
PS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	1	355	100	-	-	-	-	-	-	456
Jumlah	686	546	11,769	2,118	332	1,445	110	590	530	2,000	20,116
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	1,000
PLTP	-	-	-	10	-	55	-	55	550	-	670
PLTGU	-	-	-	-	400	-	-	2,400	3,200	800	6,800
PLTG/MG	-	-	-	1	3	-	1	-	-	-	5
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	137	-	-	1,328	-	1,465
PS	-	-	-	-	-	-	450	450	1,000	-	1,900
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	11	403	1,192	451	2,905	6,078	800	11,840
Total											
PLTU	625	-	7,585	1,950	1,000	2,000	1,000	1,000	-	2,000	17,160
PLTP	30	-	10	10	175	450	170	645	1,020	-	2,510
PLTGU	150	1,900	5,050	-	400	-	-	2,400	3,200	800	13,900
PLTG/MG	5	100	-	1	3	-	1	-	-	-	110
PLTM	31	45	27	68	157	50	-	-	60	-	437
PLTA	-	-	157	-	-	137	-	-	1,328	-	1,622
PS	-	-	-	-	520	520	450	450	1,000	-	2,940
PLT Lain	-	1	355	100	-	-	-	-	-	-	456
Jumlah	841	2,046	13,184	2,129	2,255	3,157	1,621	4,495	6,608	2,800	39,135

Tabel 6.45 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2017-2026 adalah 39,1 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 3,9 GW per tahun.
- PLTU batubara akan mendominasi jenis pembangkit yang akan dibangun, yaitu mencapai 17,2 GW atau 43,8%, disusul oleh PLTGU/PLTMG gas dengan kapasitas 14,0 GW atau 35,8%. Sementara untuk energi terbarukan paling besar berupa PLTA/PLTM/*pumped storage* sebesar 5,0 GW atau 12,8% dan panas bumi sebesar 2,5 GW atau 6,4%, Sedangkan pembangkit lain sebesar 0,5 GW atau 1,2% berupa PLTS, PLTB, PLT sampah dan biomas.
- Terlihat bahwa penambahan pembangkit pada tahun 2019 sangat tinggi, mencapai 13 GW, hal ini sesuai dengan penugasan Pemerintah dan memotivasi pengembang agar program 35.000 MW dapat selesai pada tahun 2019.

Neraca Daya Sistem Jawa Bali

Neraca daya sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada Tabel 6.46.

Tabel 6.46 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2017-2026

Uraian	Setoran/ Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	173,960	187,028	200,630	213,617	231,607	248,195	266,007	285,029	305,235	326,568
b. Pertumbuhan Penjualan	%	6.8	7.5	7.3	7.5	7.4	7.2	7.2	7.2	7.1	7.0
c. Produksi	GWh	192,627	206,973	222,719	244,712	265,806	285,201	304,933	326,082	347,898	370,054
d. Faktor Beban	%	78.7	78.9	79.1	79.9	80.6	80.6	80.7	80.8	81.0	81.0
e. Beban Puncak Neto	MW	26,646	28,558	30,653	33,330	35,722	38,242	40,908	43,743	46,755	49,919
f. Total Kebutuhan Daya	MW	34,640	37,125	39,849	43,329	46,438	49,715	53,181	56,865	60,781	64,893
2. PASOKAN EKSISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	35,517	35,517	33,890	33,890	33,890	33,890	33,890	33,890	33,890	33,890
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	33,055	33,055	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664
1) PLN	MW	26,186	26,186	24,795	24,795	24,795	24,795	24,795	24,795	24,795	24,795
PLTA	MW	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297	2,297
PLTP	MW	327	327	327	327	327	327	327	327	327	327
PLTG	MW	1,733	1,733	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380	1,380
PLTGU	MW	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138	7,138
PLTMG	MW	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
PLTU Batubara	MW	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420	13,420
PLTU BBM/Gas	MW	1,038	1,038	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP	MW	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869	6,869
PLTA	MW	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
PLTP	MW	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799
PLTG	MW	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
PLTGU	MW	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119
PLTU Batubara	MW	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471
3) Sewa	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan mothballed	MW	(164)	-	(1,391)	-	-	-	-	-	-	-
PLTU BBM	MW	(72)	-	(1,038)	-	-	-	-	-	-	-
PLTG BBM	MW	(92)	-	(353)	-	-	-	-	-	-	-
3. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN	MW	150	1,400	625	-	1,520	520	1,060	1,000	-	-
Indramayu #4 (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-	-
Lontar Exp #4	PLTU	-	-	315	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-6 (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	-	-	1,000	1,000	-	-
Jatigede (FTP2)	PLTA	-	-	110	-	-	-	-	-	-	-
Upper Cisokan PS (FTP2)	PLTA	-	-	-	-	520	520	-	-	-	-
Grati Blok 3	PLTGU	150	300	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-2	PLTGU	-	600	200	-	-	-	-	-	-	-
Muara Karang	PLTGU	-	500	-	-	-	-	-	-	-	-
Tangkuban Perahu-Ciater (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	60	-	-	-
2) IPP	MW	655	-	7,317	1,950	175	385	110	550	355	2,000
Banten	PLTU	625	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jawa Tengah (IPP)	PLTU	-	-	950	950	-	-	-	-	-	-
Jawa-1 (FTP2)	PLTU	-	-	1,000	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-3 (FTP2)	PLTU	-	-	1,320	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-4 (FTP2)	PLTU	-	-	1,000	1,000	-	-	-	-	-	-
Jawa-5 (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,000
Jawa-7 - Bojonegara	PLTU	-	-	2,000	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-8 - Cilacap	PLTU	-	-	1,000	-	-	-	-	-	-	-
Rajamandala	PLTA	-	-	47	-	-	-	-	-	-	-
Patuha (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	55	55	-	-	-
Kamojang-5 (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Karna Bodos (FTP2)	PLTP	30	-	-	-	-	-	55	-	-	-
Ijen (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	55	-	-	-	-
Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-
Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	-	-	110	-	-
Cibuni (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-
Cisolok - Cisukrame (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-
Ungaran (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	55	-	-
Wayang Windu (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	110	-	110	-	-
Dieng (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	55	55	-	-	-	-
Tempomas (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	45	-
Baturaden (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	220	-	-
Guci (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	55	-	-
Rawa Dano (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	110	-	-	-	-
Umbul Telomoyo (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-
Gunung Ciremai (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	110	-
Gunung Endut (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-
3) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	805	1,400	7,942	1,950	1,695	905	1,170	1,550	355	2,000
b. Rencana Tambahan											
1) PLN	MW	-	100	800	-	-	-	-	-	-	-
Muara Tawar Add-on Blok 2,3,4	PLTGU	-	-	650	-	-	-	-	-	-	-
Grati Add-on Blok 2	PLTGU	-	-	150	-	-	-	-	-	-	-
Senayan	PLTMG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabel 6.46 Neraca Daya Sistem Jawa-Bali Tahun 2017-2026 (Lanjutan)

Uraian	Satuan/ Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2) IPP		31	46	1,842	78	157	252	-	95	725	-
Jawa-1	PLTGU	-	-	1,600	-	-	-	-	-	-	-
Karangates #4-5	PLTA	-	-	-	-	-	100	-	-	-	-
Kesamben	PLTA	-	-	-	-	-	37	-	-	-	-
PLTM Tersebar	PLTM	31	45	27	68	157	50	-	-	60	-
PLTBm Tersebar	PLTBm	-	1	50	-	-	-	-	-	-	-
PLTSA Tersebar	PLTSA	-	-	155	-	-	-	-	-	-	-
Bedugul	PLTP	-	-	-	10	-	-	-	-	55	-
Gunung Gahungung	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	110	-
Gunung Lawu	PLTP	-	-	-	-	-	55	-	55	-	-
Arjuno Welirang	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	185	-
Gede Pangrango	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	85	-
Songgoriti	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	35	-
Gunung Wilis	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-
Gunung Pandan	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-
Candradimuka	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	40	-	-
Dieng	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-
Dieng Binary	PLTP	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
Dieng Small Scale	PLTP	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-
Mangunan-Wanayasa	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	40	-
Masigit	PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-
3) Unallocated		-	500	2,450	-	400	2,000	450	2,850	5,528	800
Jawa-3	PLTGU	-	-	800	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-4	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	800	800	-
Jawa-5	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	800	800	-
Jawa-6	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	800	800
Jawa-7	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	800	800	-
Jawa-Bali 1	PLTGU/MG	-	500	200	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali 2	PLTGU/MG	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali 3	PLTGU/MG	-	-	500	-	-	-	-	-	-	-
Jawa-Bali 4	PLTGU/MG	-	-	450	-	-	-	-	-	-	-
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	-
Jawa-9	PLTU	-	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-
Jawa-10	PLTU	-	-	-	-	-	1,000	-	-	-	-
Madura	PLTU/GU	-	-	-	-	400	-	-	-	-	-
4) Impor	MW										
Jumlah Rencana Tambahan	MW	31	646	5,092	78	557	2,252	450	2,945	6,253	800
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	33,055	33,055	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	836	2,046	13,034	2,028	2,252	3,157	1,620	4,495	6,608	2,800
c. Total DMN Sistem	MW	33,891	35,937	47,580	49,608	51,860	55,016	56,636	61,131	67,740	70,540

Proyek pembangkit yang telah beroperasi pada tahun 2016 sebesar 1.644 MW terdiri atas PLTU Adipala (1x660 MW), PLTU Tanjung Awar-awar (1x350 MW), PLTU Cilacap #3 (1x614 MW), PLTD Karimunjawa (4 MW) serta beberapa PLTM yaitu PLTM Situmulya (1x3 MW), PLTM Cirompang (8 MW) dan PLTM Cianten 2 (5 MW). Dengan beroperasinya PLTU Adipala (1x660 MW) dan PLTU Tanjung Awar-Awar unit-2 (1x350 MW) maka total kapasitas pembangkit FTP1 Jawa Bali sebesar 7.490 MW telah selesai dan beroperasi seluruhnya pada tahun 2016. 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.

Sedangkan tambahan kapasitas pembangkit pada tahun 2017 diperkirakan hanya sebesar 752 MW, yaitu PLTU Banten (1x625 MW), PLTP Karaha Bodas

(1x30 MW), PLTG Grati (150 MW) serta beberapa PLTM dengan total kapasitas sebesar 50 MW. Dari neraca daya sistem Jawa Bali diperoleh *reserve margin* (RM) daya mampu neto bervariasi antara 25-51%, dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2018 yang hanya sebesar 25% karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTGU Jawa-1 (2x800 MW), PLTGU Jawa-3 (800 MW), PLTGU Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Jawa-Bali 3 (500 MW), PLTGU Jawa-Bali 4 (450 MW), PLTGU Grati Add-on Blok 2 (150 MW), PLTGU Muara Tawar Add-on Blok 2, 3, 4 (650 MW), PLTU Lontar Exp (315 MW), PLTU Jawa-8 (1.000 MW), serta pembangkit EBT lainnya (PLTM, PLTBm, PLTSa). 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-2 (800 MW), PLTGU Jawa-Bali 1 (700 MW), PLTGU Jawa-Bali 2 (500 MW), PLTGU Grati (450 MW), PLTGU Muara Karang (500 MW) dan PLTMG Senayan (100 MW).

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

- Proyek pembangkit yang mengalami perubahan lingkup yaitu PLTU Sumsel-8 MT (2x600 MW). Sehubungan dengan *reassessment* transmisi 500 kV HVDC Sumatera-Jawa, sehingga PLTU Sumsel-8 MT dimasukkan ke dalam neraca daya Sistem Sumatera. Proyek HVDC yang rencana awalnya digunakan untuk menyalurkan energi murah dari Sumatera (PLTU Sumsel-8 MT) ke Sistem Jawa-Bali, diubah fungsinya untuk *power sharing* kedua sistem. Skenario ini memungkinkan untuk berbagi cadangan pembangkit antara kedua sistem dan menciptakan peluang untuk menurunkan BPP (Biaya Pokok Penyediaan) tenaga listrik dengan mengoptimalkan pembangkit murah di kedua sistem. Selain itu *power sharing* membuka peluang pembangunan pembangkit skala besar yang lebih ekonomis di Sumatera. Dengan skenario *power sharing*, transmisi HVDC yang paling optimal secara ekonomis, mulai dioperasikan mulai tahun 2024.
- Sehubungan dengan *reassessment* transmisi 500 kV HVDC Sumatera-Jawa, maka PLTU Sumsel-9 MT dan Sumsel-10 MT nantinya akan masuk dalam neraca daya sistem Sumatera, namun implementasinya menunggu kesiapan sistem Sumatera untuk menerima skala pembangkit yang lebih besar.
- Terdapat beberapa proyek pembangkit strategis di Jawa-Bali 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 yang saat ini sudah dalam tahap konstruksi.

- 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) 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 indikasi lokasi di Provinsi Banten dan koneksi ke GITET Suralaya.
- PLTU Jawa-7 (2x1.000 MW) lokasi di Bojonegara diatas lahan PLN seluas 170 ha, 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 (1000 MW) dapat dikembangkan oleh PLN maupun IPP dengan alternatif lokasi di provinsi Banten atau Jawa Barat dengan alternatif titik koneksi ke SUTET Kesugihan-Tasik-Depok.
- PLTU Jawa-10 (1000 MW) dapat dikembangkan oleh PLN maupun IPP dengan alternatif lokasi di provinsi Jawa Tengah atau Jawa Barat dengan alternatif titik koneksi ke GITET PLTU Adipala atau SUTET Kesugihan-Tasik.
- 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.
- 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. Karena banyak terdapat potensi pasokan gas di Madura, maka lebih diutamakan pembangunan pembangkit gas. Namun apabila tidak terdapat pasokan gas, maka alternatifnya adalah pembangunan PLTU.

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 6.47, maka dapat dimengerti apabila PLN merencanakan lokasi pembangkit baru di Jawa bagian barat agar dapat diperoleh *regional balance*.

Tabel 6.47 Regional Balance Sistem Jawa Bali Tahun 2015

<i>Regional Balance</i>	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
<i>Reserve margin (%)</i>	15	35	67	31

6.5.11. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit Regional Kalimantan **Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan**

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel 6.48 di bawah ini.

Tabel 6. 48 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Kalimantan (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	131	251	253	28	-	-	-	-	-	-	662
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	200	-	-	80	-	-	-	-	280
PLTG/MG	344	413	240	20	-	-	-	-	-	-	1,017
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	-	120	300	276	-	696
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	400	664	793	130	-	80	55	-	65	-	2,665
IPP											
PLTU	26	-	700	300	200	-	-	-	-	-	1,226
PLTU MT	28	28	-	-	600	600	200	200	-	-	1,655
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-	35
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	180	180	-	-	360
PLT Lain	3	38	-	90	60	-	-	-	-	-	191
Jumlah	54	58	735	300	700	100	180	180	-	-	2,306
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	200	-	-	200	-	400
PLTU MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	160	90	200	-	450
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	-	-	200	360	290	400	-	1,250
Total											
PLTU	157	251	953	328	200	200	-	-	200	-	2,288
PLTU MT	28	28	-	-	600	600	200	200	-	-	1,655
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	235	-	-	80	160	90	200	-	765
PLTG/MG	344	413	240	20	-	-	-	-	-	-	1,017
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	10
PLTA	-	-	-	-	-	-	300	480	276	-	1,056
PLT Lain	3	38	-	90	60	-	-	-	-	-	191
Jumlah	532	729	1,438	438	860	880	660	770	676	-	6,982

Tabel 6.48 menunjukkan hal-hal sebagai berikut:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2017-2026 adalah 7 GW atau penambahan kapasitas rata-rata sekitar 700 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 3,9 GW (56,5%), disusul PLTD/G/GU/MG 1,8 GW (25,5%), kemudian PLTA/PLTM 1,1 GW (15,3%) serta pembangkit EBT lainnya 191 MW (2,7%) berupa PLT biomas dan PLTB.

Neraca Daya Sistem Kalbar:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalbar periode tahun 2017-2026 sebagaimana terdapat pada Tabel 6.49 berikut:

Tabel 6.49 Neraca Daya Sistem Kalimantan Barat Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	2,364	2,589	2,955	3,307	3,659	3,949	4,259	4,591	4,944	5,319
b. Pertumbuhan Penjualan	%	9	10	14	12	11	8	8	8	8	8
c. Produksi	GWh	2,041	2,243	2,993	3,697	4,092	4,501	4,858	5,241	5,656	6,097
d. Faktor Beban	%	61	65	65	66	65	65	65	65	66	66
e. Peman Puncak	MW	382	393	525	644	717	788	849	915	986	1,061
2. PASOKAN EKSTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	248	-	14	67	67	67	67	67	67	67
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	256	-	11	59	59	59	59	59	59	59
1) PLN	MW	91	-	11	59	59	59	59	59	59	59
2) IPP	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	133	-	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		125	178	28	-	-	-	-	-	-	-
Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	-	27.5	27.5	-	-	-	-	-	-	-
Parit Baru (FTP1)	PLTU	50	50	-	-	-	-	-	-	-	-
Parit Baru - Loan China (FTP2)	PLTU	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Kalbar	PLTG	75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Kalbar - 1	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
3) Impor	MW	140	-	-	-	-	(230)	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		265	178	228	-	-	(230)	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	-	100	14	-	-	160	90	-	-
Kalbar/Pontianak	PLTG/MG	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Kempang (Ex Timika)	PLTU	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-
Kalbar 2	PLTGU	-	-	-	-	-	-	160	90	-	-
2) IPP		-	-	-	-	200	200	-	-	200	-
Kalbar - 2	PLTU	-	-	-	-	200	-	-	-	-	-
Kalbar - 3	PLTU	-	-	-	-	-	200	-	-	-	-
Kalbar - 4	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
3) Unallocated		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	-	100	14	200	200	160	90	200	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	256	-	11	59	59	59	59	59	59	59
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	265	178	328	14	200	(30)	160	90	200	-
c. Total DMN Sistem	MW	536	558	896	958	1,158	1,128	1,288	1,378	1,578	1,578

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2016 yaitu MPP Kalbar 100 MW dan tambahan daya dari interkoneksi dengan Sarawak sebesar 90 MW untuk mensuplai *base load*. Sedangkan untuk rencana tambahan kapasitas pada tahun 2017 sebesar 265 MW yang terdiri dari PLTU Parit Baru (FTP-1) unit 1 sebesar 50 MW, MPP Kalbar sebesar 75 MW serta tambahan daya dari interkoneksi dengan Sarawak sebesar 130 MW (*peaking*) dan 10 MW (*base*). Selama periode tahun 2017-2026 di Sistem Kalbar direncanakan tambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sebesar 1.390 MW. Tambahan pembangkit ini akan menghasilkan *reserve margin* antara 41% sampai 71% di Sistem Kalbar. Kondisi *reserve margin* yang tinggi pada tahun 2019 (71%) direncanakan dengan mempertimbangkan jadwal realistis penyelesaian pembangkit, proyeksi kebutuhan beban yang cukup tinggi terutama dari sektor Industri, percepatan rasio elektrifikasi dan penuntasan pemadaman.

Rencana impor listrik pada waktu beban puncak dari Sistem Serawak hingga tahun 2021 dilakukan untuk mengurangi penggunaan BBM di Kalbar serta mengoptimalkan operasi kedua sistem dengan memanfaatkan perbedaan waktu

terjadinya beban puncak pada kedua sistem tersebut. Rencana impor pada beban dasar dilakukan sebagai *back up plan* jika penyelesaian PLTU batubara di Kalimantan Barat terlambat. Setelah tahun 2019 diperkirakan PLN hanya akan membeli tenaga listrik selama waktu beban puncak karena diharapkan semua pembangunan pembangkit beban dasar (PLTU) akan selesai.

Beberapa proyek strategis di Sistem Kalbar antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Parit Baru (2x50 MW) dan PLTU Pantai Kura-Kura (2x27,5 MW) serta proyek pembangkit PLTU Parit Baru FTP2 (2x50 MW) yang berfungsi untuk mensuplai kebutuhan listrik dibeban dasar Sistem Kalbar.
- Pembangkit beban puncak yaitu Kalbar/Pontianak 100 MW yang akan mensuplai kebutuhan beban puncak langsung ke pusat beban di Pontianak.
- Proyek pembangkit PLTU yang akan dibangun oleh IPP antara lain PLTU Kalbar 1 (2x100 MW) serta PLTU Kalbar 2 (2x100 MW).

Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Kalseltengtimra (Kalimantan Selatan, Tengah, Timur dan Utara) periode tahun 2017-2026 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.50. Rencana penempatan pembangkit disesuaikan beban regional sistem secara seimbang sesuai kriteria *regional balance*.

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

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2016 yaitu PLTU FTP1 Pulang Pisau Unit-1 60 MW dan PLTU FTP1 Teluk Balikpapan (2x110 MW). Sedangkan untuk rencana tambahan kapasitas di Sistem Kalseltengtimra pada tahun 2017 sebesar 347 MW antara lain dari PLTU Pulang Pisau Unit-2 sebesar 60 MW, PLTMG Bangkanai 155 MW, MPP Kaltim 30 MW, PLTU Kaltim MT 27,5 MW, PLTU Tanah Grogot serta rencana pembangkit *barge mounted* kapasitas 60 MW dari rencana total kapasitas *barge mounted* sebesar 180 MW. Rencana *barge mounted* sebesar 180 MW sebagai upaya pemenuhan kebutuhan listrik serta sebagai cadangan pembangkit yang dapat ditempatkan dengan fleksibel.

Tabel 6.50 Neraca Daya Sistem Kalseltengtimra Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	(GWh)	7494	8409	9222	11100	12071	13060	14353	15653	16846	18102
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10.9	12.2	9.7	20.4	8.7	8.2	9.9	9.1	7.6	7.5
c. Produksi	GWh	7,860	9,249	10,542	13,257	14,411	15,597	17,079	18,596	20,173	21,658
d. Faktor Beban	%	72	72	72	72	72	72	72	73	73	73
e. Beban Puncak	MW	1,255	1,474	1,678	2,107	2,284	2,466	2,694	2,925	3,167	3,393
2. PASOKAN EKSTISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	1,545	1,215	1,105	1,193	1,159	1,159	1,153	1,153	1,153	1,153
b. Total Daya Mampu Seto (DMN)	MW	1,307	1,103	979	1,058	1,012	1,007	1,002	997	992	988
1) PLN	MW	816	672	727	806	800	795	790	788	780	776
2) IPP	MW	220	231	252	252	212	212	212	212	212	212
3) Sewa	MW	136	122	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	136	79	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	150	106	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		215	165	225	-	-	-	-	-	-	-
Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Samprit	PLTU	-	25	25	-	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 2	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Bangkalanai (FTP2)	PLTG/MG	155	140	-	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		43	28	535	100	-	-	-	-	-	200
Kalselteng 1	PLTU	-	-	100	100	-	-	-	-	-	-
Kalselteng 2	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim (MT)	PLTU	27.5	27.5	-	-	-	-	-	-	-	-
Tanah Grogot	PLTU	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim (FTP2)	PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200
Kaltim 4	PLTU	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
Senipah (ST)	PLTGU	-	-	35	-	-	-	-	-	-	-
3) Impor		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed	MW	257	193	760	100	-	-	-	-	-	200
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		90	220	240	-	(120)	80	120	300	276	-
Kalselteng 1	PLTG/MG	-	-	200	-	-	-	-	-	-	-
MPP Kalselteng	PLTG/MG	60	120	(60)	-	(120)	-	-	-	-	-
Kaltim 2	PLTG	-	100	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Kaltim (Bontang)	PLTG/MG	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kaltim Add-On Blok 2	PLTGU	-	-	-	-	-	80	-	-	-	-
Kaltim 1	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	276	-
Kaltim 2	PLTA	-	-	-	-	-	-	-	300	-	-
Kuam	PLTA	-	-	-	-	-	-	65	-	-	-
Kalai	PLTA	-	-	-	-	-	-	55	-	-	-
2) IPP		-	-	-	600	600	380	380	-	-	-
Kalselteng 3	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kalselteng 4	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kalselteng 5	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 3	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 5	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 6	PLTU MT	-	-	-	100	100	-	-	-	-	-
Kaltim 7	PLTU MT	-	-	-	-	-	-	200	200	-	-
Tabung	PLTA	-	-	-	-	-	-	180	180	-	-
3) Unallocated		-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Kalselteng 1	PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	90	220	240	-	480	680	500	680	476	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Existing (DMN)	MW	1,307	1,103	979	1,058	1,012	1,007	1,002	997	992	988
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	347	413	1,009	100	480	680	500	680	476	200
c. Total DMN Sistem	MW	1,714	1,922	2,798	2,977	3,411	4,086	4,581	5,256	5,727	5,923

Selama periode tahun 2017-2026, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.875 MW dengan *reserve margin* (RM) berkisar antara 37% sampai 81%. Kondisi dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2017 dan 2018 disebabkan oleh keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTG Kaltim 2 (100 MW), PLTU Kaltim di Muara Jawa (2x27,5 MW), PLTG/MG Bangkanai (140 MW), PLTU Tanah Grogot (2x7 MW) dan PLTGU Senipah (ST) 35 MW sehingga diperlukan antisipasi langkah-langkah operasi untuk mengatasi RM yang rendah tersebut.

Sedangkan kondisi *reserve margin* tinggi setelah tahun 2022 dikarenakan mempertimbangkan estimasi jadwal penyelesaian proyek yang lebih realistis di

Sistem Kalseltengtimra dan rencana PLTA yang cukup besar di sistem ini (696 MW).

Sistem interkoneksi Kalselteng-Kaltim sendiri direncanakan akan terbentuk pada tahun 2017 setelah transmisi 150 kV Tanjung – Kuaro – Petung – Karangjoang yang saat ini dalam tahap konstruksi akan selesai pembangunannya.

Sedangkan interkoneksi dengan Kalimantan Utara direncanakan akan tersambung pada tahun 2019 setelah transmisi Sangatta-Muara Wahau-Tanjung Redep selesai. Interkoneksi dengan sistem kelistrikan Tarakan direncanakan pada tahun 2020.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Kalseltengtimra antara lain:

- 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), PLTU Kalselteng 2 (2x100 MW), PLTU Kalselteng 3 (2x100 MW), PLTU Kaltim 3 (200 MW), PLTU Kaltim 4 (2x100 MW), PLTU Kaltim 5 (200 MW) dan PLTU Kaltim 6 (200 MW). Serta tambahan proyek baru antara lain PLTU Kalselteng-4 (2x100 MW), PLTU Kaltimra (2x100 MW), PLTU Ketapang (2x7 MW), dan PLTU Berau (2x7 MW) (Ex Timika).
- Proyek pembangkit yang berbahan bakar gas/LNG antara yaitu: PLTG/GU/MGU Kalsel 1 (200 MW), Kalteng 1 (100 MW), PLTG Kaltim 2 (100 MW), PLTGU Kaltim *Add on* Blok 2 (80 MW) serta PLTGU Kalsel 1 (200 MW) serta MPP Kaltim 30 MW.
- *Barge mounted* kapasitas 180 MW di Kalsel 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 di daerah tersebut yang tumbuh pesat setelah terbentuk Provinsi Kalimantan Utara.
- Pembangunan PLTA untuk memanfaatkan potensi energi setempat antara lain PLTA Tabang 360 MW, PLTA Kusan 65 MW dan PLTA Kelai 55 MW.
- Penyiapan kecukupan pasokan LNG untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar pembangkit *peaker* tersebut termasuk pembangkit eksisting dan MPP.

6.5.12. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban di Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara periode tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel 6.51 dibawah.

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2017-2026 adalah 8,6 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 865 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTU Batubara yang mencapai 2,8 GW (32,9%), disusul PLTG/GU/MG 2,6 GW (30,2%), PLTA/PLTM 2,5 GW (29,4%), kemudian PLTP 400 MW (4,6%) serta pembangkit EBT lainnya 243 MW (2,8%) berupa PLTS dan PLTB.

Tabel 6.51 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	199	169	499	550	-	50	-	-	-	-	1,467
PLTP	-	-	20	20	20	-	-	20	100	-	180
PLTGU	-	100	350	300	-	450	-	-	-	-	1,200
PLTG/MG	225	560	90	25	60	35	-	10	50	-	1,055
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	4	-	5	-	-	-	-	-	-	-	9
PLTA	-	-	-	12	280	7	48	6	-	-	353
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	428	829	964	907	360	542	48	36	150	-	4,263
IPP											
PLTU	130	125	350	125	100	-	-	-	-	-	830
PLTP	-	-	5	30	30	5	10	20	-	-	100
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	20	-	-	-	-	-	-	-	-	20
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	13	8	29	39	79	44	-	-	-	-	212
PLTA	-	-	70	90	78	150	693	450	440	-	1,970
PLT Lain	20	13	105	70	35	-	-	-	-	-	243
Jumlah	163	166	559	354	321	199	703	470	440	-	3,375
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	50	50	50	50	175	175	550
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	20	100	-	120
PLTGU	-	-	-	-	-	150	150	-	-	-	300
PLTG/MG	-	-	-	-	-	40	-	-	-	-	40
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	-	50	240	200	70	275	175	1,010
Total											
PLTU	329	294	849	675	150	100	50	50	175	175	2,847
PLTP	-	-	25	50	50	5	10	60	200	-	400
PLTGU	-	100	350	300	-	600	150	-	-	-	1,500
PLTG/MG	225	580	90	25	60	75	-	10	50	-	1,115
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	17	8	34	39	79	44	-	-	-	-	221
PLTA	-	-	70	102	358	157	741	456	440	-	2,323
PLT Lain	20	13	105	70	35	-	-	-	-	-	243
Jumlah	591	995	1,523	1,261	731	981	951	576	865	175	8,648

Neraca Daya Sistem Sulbagut:

Sistem Sulawesi Bagian Utara (Sulbagut) merupakan pengembangan dari sistem interkoneksi 150 kV Minahasa – Gorontalo ke arah Sulawesi Tengah bagian utara yaitu arah Moutong, Tolitoli, hingga Bangkir dan diharapkan akan terbentuk pada tahun 2018 setelah transmisi Marisa – Moutong – Tolitoli – Bangkir selesai dibangun.

Proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2016 yaitu PLTP Lahendong 520 MW dan PLTG Gorontalo 100 MW. Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2017 yaitu sebesar 50 MW yang berasal dari PLTU FTP1 Gorontalo sebesar 50 MW. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Sulbagut periode tahun 2017-2026 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.52. Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 1.192 MW dan *reserve margin* (RM) yang cukup berkisar antara 44% sampai 77%.

Tabel 6.52 Neraca Daya Sistem Sulbagut Tahun 2017-2026

Uraian	Jenis/Satuan	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	DWh	3.205	3.606	4.078	4.564	5.033	5.511	6.010	6.535	7.094	7.685
b. Pertumbuhan Penjualan	%	12	13	13	12	10	10	9	9	9	8
c. Produksi	DWh	2.239	2.712	3.089	3.466	3.810	4.169	4.492	4.844	5.213	5.611
d. Faktor Beban	%	67	68	68	68	69	69	69	70	70	70
e. Beban Puncak	MW	380	458	519	580	634	691	741	795	852	913
g. Beban Puncak Netto	MW	364	444	505	567	621	678	728	783	839	900
2. PASOKAN EKSTISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	473	473	473	473	353	353	353	353	353	353
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	496	473	498	490	370	370	360	360	360	360
1) PLN	MW	310	262	262	253	253	253	244	244	244	244
2) IPP	MW	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
3) Sewa	MW	120	145	170	170	50	50	50	50	50	50
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Import	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW	105									
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		50	150	100							
Gorontalo (FTP1)	PLTU	50									
Minahasa	PLTU		150								
Sulut 1	PLTG/MG			100							
2) IPP				100	100	30					
Sulbagut 1	PLTU			100							
Sulut 3	PLTU				100						
Pegat 2	PLTU					30					
Jumlah On Going and Committed		50	150	200	100	30					
3. Rencana Tambahan											
1) PLN					12		50	150		100	100
Tohitoi	PLTU						50				
Sulbagut 2	PLTU									100	100
Sawangan	PLTA				12						
Sulbagut 3	PLTGU							150			
2) IPP				5	20	125					
Sulbagut 3	PLTU					100					
Lahendong 7	PLTP				20						
Lahendong 8	PLTP					20					
Lahendong Small Scale	PLTP			5							
Lahendong Small Scale	PLTP					50					
3) Unallocated									20	80	
Suwawa	PLTA								20		
Kotamohaga (FTP2)	PLTP									80	
Jumlah Rencana Tambahan	MW			5	32	125	50	150	20	180	100
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	496	473	498	490	370	370	360	360	360	360
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	50	150	205	132	155	50	150	20	180	100
c. Total DMN Sistem	MW	546	623	703	622	525	420	510	380	540	460

Kondisi dengan cadangan paling rendah terjadi pada tahun 2017 karena keterlambatan beberapa pembangkit seperti: PLTG/MG Minahasa, PLTU FTP1 Gorontalo (2x25 MW), serta PLTU Sewa Amurang (2x25 MW). Beberapa pembangkit EBT seperti PLTA dan PLTP akan dikembangkan di sistem Sulbagut yang akan meningkatkan persentase kontribusi EBT dalam bauran energi. Hingga tahun 2026, akan dikembangkan tambahan PLTA dan PLTP sebesar 62 MW di Sistem Sulbagut.

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Sulbagut antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Gorontalo (2x25 MW) yang saat ini dalam tahap penyelesaian proyek.
- Proyek pembangkit FTP2 yaitu PLTP Lahendong 5 dan 6 (2x20 MW) dan PLTP Kotamobagu 80 MW
- Proyek pembangkit reguler yaitu PLTU Sulut 3 (2x50 MW), PLTU Sulbagut 1 (2x50 MW), PLTU Sulbagut 3 (2x50 MW) dan PLTU Sulbagut 2 (2x100 MW).
- Proyek pembangkit berbahan bakar gas/LNG yaitu Minahasa 150 MW.
- MPP Sulut 30 MW dengan bahan bakar *dual fuel* yang diharapkan sebagai solusi pasokan kebutuhan listrik jangka pendek.
- Pengembangan proyek EBT seperti PLTA Sawangan (12 MW), PLTA Poigar 2 (30 MW), PLTP Suwawa (20 MW) dan PLTP Pentadio 5 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 sesuai 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 PLN dan IPP. 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* Sulbagsel.

Daya mampu PLTA dan PLTB sangat dipengaruhi oleh musim sehingga di Sistem Sulbagsel direncanakan juga pembangunan pembangkit termal (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.

Untuk proyek pembangkit yang telah selesai pada tahun 2016 yaitu PLTU Tawaeli Ekspansi (2x15 MW). Sedangkan rencana tambahan kapasitas di Sistem Sulbagut pada tahun 2017 yaitu sekitar 280 MW yang berasal dari PLTU FTP2 Punagaya Unit-1 sebesar (1x100 MW), MPP Sulselrabar (120 MW), PLTU Kendari Ekspansi (1x10 MW), PLTU Mamuju (50 M) serta beberapa PLTM Tersebar. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan pembangkit di sistem Sulbagsel periode tahun 2017-2026 sebagaimana terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.53. Selama periode tersebut, direncanakan akan akan dibangun pembangkit baru dengan kapasitas total mencapai 4.863 MW.

Tabel 6.53 Neraca Daya Sistem Sulbagsel Tahun 2017-2026

Uraian	Jeas/Satuan	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
<i>Sistem Sulsel Interkoneksi dengan Kendari (2017)</i>											
a. Penjualan	GWh	8,542	9,651	11,005	13,103	14,719	16,202	17,479	19,361	21,451	23,066
b. Pertumbuhan Penjualan	%	15	13	14	19	19	10	8	11	11	8
c. Produksi	GWh	8,756	9,947	11,553	13,557	15,565	17,135	18,462	20,416	22,591	24,221
d. Faktor Beban	%	68	68	68	68	69	69	69	70	70	70
e. Beban Puncak	MW	1,480	1,675	1,941	2,315	2,588	2,836	3,041	3,347	3,686	3,935
f. Beban Puncak Netto	MW	1,452	1,642	1,910	2,284	2,557	2,804	3,010	3,316	3,655	3,904
2. PASOKAN EKSTISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	1,557	1,401	1,227	1,206	1,155	1,155	840	840	840	837
b. Total Daya Mampu Nete (DMN)	MW	1,456	1,339	1,213	1,192	1,141	1,141	826	826	826	823
1) PLN	MW	504	455	371	350	299	299	299	299	299	299
2) IPP	MW	830	841	841	841	841	841	526	526	526	523
3) Sewa	MW	122	42								
4) Pembelian Excess Power	MW										
5) Import	MW										
6) Retired dan Mothballed	MW		49	130							
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		110	150								
Nt Tanaga/kendari (Ekspansi)	PLTU	10									
Punagaya (FTP2)	PLTU	100	100								
MPP Kendari	PLTU/MG		50								
2) IPP		90	125	295	90						
Mamuju	PLTU	50									
Tawaeli Ekspansi	PLTU										
Jeneponto 2	PLTU		125	125							
Kendari 3	PLTU			100							
Males (FTP2)	PLTA				90						
Poso 1	PLTA			70							
Jumlah On Going and Committed		160	275	295	90						
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		120	60	500	580	270	450	37			
MPP Sulselbar	PLTMG	120			(120)						
MPP Sabang	PLTG		60								
Mekassar Peaker	PLTG/MG/GU/MGU			300	150						
Sulsel	PLTGU					450					
Luwuk	PLTGU				150						
Sulsel Bara 2	PLTU			100							
Sulsel 2	PLTU				400						
Pala 3	PLTU			100							
Pala	PLTA					130					
Kororar	PLTA							21			
Wanunaha	PLTA							16			
Bakara 2	PLTA					140					
2) IPP			20			40	150	693	450	440	
Waju	PLTMG		20								
Landa	PLTA							145			
Bima Batu	PLTA									100	
Tumbana-1	PLTA							150	150		
Sala Coo	PLTA					47.5	47.5				
Kalaena 1	PLTA						75				
Seko 1	PLTA							320	160		
Tadulahan	PLTA						10	10			
Makasa	PLTA						18	18			
Batu Batu	PLTA									200	
Pangkajene	PLTA							50			
Bongka	PLTA								140	140	
3) Unallocated											80
Batu Pulu FTP2	PLTP										40
Marasa (FTP2)	PLTP										20
Lantia	PLTP										20
Sulsel 3	PLTU										
Jumlah Rencana Tambahan	MW	120	80	500	580	318	600	729	450	520	
4. REKAPITULASI											
a. Total Kapasitas Ekstisting (DMN)	MW	1,456	1,339	1,213	1,192	1,141	1,141	826	826	826	823
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	280	355	795	670	318	600	729	450	520	
c. Total DMN Sistem	MW	1,766	2,004	2,673	3,322	3,568	4,188	4,602	5,052	5,572	5,569

Proyeksi kebutuhan listrik di Sistem Sulbagsel sudah memperhitungkan beban *smelter* yang masuk. Sehingga daya yang tersedia diperkirakan akan terserap habis. Pembangunan pembangkit di Sistem Sulbagsel sudah mempertimbangkan kemungkinan industri besar yang akan masuk ke sistem. Untuk antisipasi kemungkinan keterlambatan proyek pembangkit yang menyebabkan beban tidak dapat terlayani, maka direncanakan pembangunan PLTD baru di Sistem Sulbagsel. PLTD tersebut dimaksudkan sebagai upaya pemenuhan kebutuhan listrik yang bersifat jangka pendek. Setelah sistem Sulbagsel mempunyai cadangan yang cukup PLTD tersebut akan dipindahkan ke sistem *isolated* di pulau-pulau kecil tersebar. Sehingga sebagai antisipasi rendahnya cadangan di Sistem Sulbagsel tersebut tetap diperlukan antisipasi melalui langkah-langkah operasional.

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 gas/LNG yaitu Makassar 450 MW, Sulsel 450 MW dengan indikasi lokasi di Maros serta PLTGU Luwuk 150 MW.
- Proyek PLTA yang dikembangkan oleh pihak swasta sebagai proyek IPP dan proyek yang dikembangkan oleh pihak PLN sebagai proyek EPC PLN.

Neraca Daya Sistem Lombok:

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di sistem Lombok periode tahun 2017-2026 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.54.

Selama periode tersebut, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 730 MW dan *reserve margin* cukup tinggi berkisar antara 36% sampai 74%. Kondisi *reserve margin* 74% tersebut terjadi pada tahun 2020 dikarenakan estimasi penyelesaian proyek 35.000 MW sesuai penugasan Pemerintah.

Pada tahun 2016 terdapat tambahan kapasitas pembangkit sebesar 75 MW di Sistem Lombok yang berasal dari beroperasinya unit 1 PLTU Lombok FTP-1 (1x25 MW) dan MPP Lombok 50 MW.

Tabel 6.54 Neraca Daya Sistem Lombok Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	1,712	1,892	2,102	2,345	2,613	2,895	3,169	3,469	3,799	4,158
b. Pertumbuhan Penjualan	%	10	11	11	12	11	11	9	9	9	9
c. Produksi	GWh	1,445	1,606	1,813	2,032	2,245	2,468	2,682	2,919	3,182	3,471
d. Faktor Beban	%	64	64	64	64	64	65	65	65	65	65
e. Beban Puncak	MW	257	286	322	360	398	436	474	515	560	610
f. Beban Puncak Netto	MW	248	276	316	354	391	430	467	508	554	603
2. PASOKAN EKSTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	231	186	94	94	94	34	34	34	34	34
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	200	155	94	94	94	34	34	34	34	34
1) PLN	MW	88	88	26	26	27	27	27	27	27	27
2) IPP	MW	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
3) Sewa	MW	105	60	60	60	60	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Resend dan Monthbilled	MW	-	-	93	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		25	100	50	-	-	-	-	-	-	-
Lombok (FTP1)	PLTU	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok Peaker	PLTU	-	100	50	-	-	-	-	-	-	-
MPP Lombok	PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah		25	100	50	-	-	-	-	-	-	-
2) IPP		51	-	2	-	-	2	-	-	-	-
Lombok Timur	PLTU	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sedau Kumbi	PLTM	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koko Bahak	PLTM	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-
Karang Bajan	PLTM	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Batu Bedi	PLTM	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		76	100	52	-	-	2	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	30	100	100	-	150	-	-	-	-
MPP Lombok Timur	PLTG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
Lombok (FTP2)	PLTU	-	-	100	-	-	-	-	-	-	-
Lombok 2	PLTU	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Lombok 1	PLTGU	-	-	-	-	-	150	-	-	-	-
Sembalun (FTP2)	PLTP	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-
2) IPP		-	-	-	-	-	-	50	50	-	-
Lombok 3	PLTU	-	-	-	-	-	-	50	50	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	30	100	100	-	150	50	70	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksting (DMN)	MW	200	155	94	94	94	34	34	34	34	34
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	76	130	152	100	-	152	50	70	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	351	436	527	627	627	720	770	840	840	840

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Lombok antara lain:

- Proyek pembangkit FTP1 yaitu PLTU Lombok 2x25 MW, Proyek pembangkit FTP2 PLTU Lombok 2x50 MW dan PLTP Sembalun 20 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 PLTGU/MGU Lombok *Peaker* 150 MW dengan bahan bakar gas yang disimpan dalam bentuk CNG untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

Neraca Daya Sistem Timor :

Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Timor periode tahun 2017-2026 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.55.

Sistem Timor direncanakan akan terbentuk setelah transmisi 70 kV Bolok-Maulafa – Naibonat – Nonohonis – Kefamenanu – Atambua - Atapupu direncanakan selesai pada tahun 2017.

Selama periode 2017-2026 di Sistem Timor, direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 354 MW. Kondisi *reserve margin* yang tinggi setelah tahun 2019 dikarenakan estimasi penyelesaian proyek 35.000 MW sesuai penugasan Pemerintah serta beroperasinya PLTU Timor 1 (2x50 MW) yang merupakan proyek PLTU dengan kapasitas 50 MW pertama di Sistem Timor.

Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Timor akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar. Hal ini untuk memberikan kepastian kepada masyarakat setempat bahwa ke depan di Timor dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Pada tahun 2017 sendiri direncanakan terdapat tambahan pembangkit sebesar 30 MW di Sistem Timor yang berasal dari beroperasinya PLTU IPP Kupang (2x15 MW).

Tabel 6.55 Neraca Daya Sistem Timor Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	941	1,044	1,157	1,259	1,369	1,455	1,608	1,739	1,877	2,024
b. Pertumbuhan Penjualan	%	11	11	11	9	9	8	8	8	8	8
c. Produksi	GWh	564	631	700	755	815	886	961	1,033	1,114	1,195
d. Faktor Beban	%	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
e. Beban Puncak	MW	111	124	138	149	160	174	189	203	218	234
g. Beban Puncak Netto	MW	108	121	135	146	158	171	186	200	215	231
2. PASOKAN EKSTISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	71	71	33	33	33	33	33	33	33	33
b. Total Daya Manpa Netto (DMN)	MW	132	109	87	87	27	27	27	27	27	27
1) PLN	MW	49	49	27	27	27	27	27	27	27	27
2) (IPP)	MW										
3) Sewa	MW	83	60	60	60						
4) Perhitungan Excess Power	MW										
5) Import	MW										
6) Retired dan mothballed	MW	8		22							
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN			40	24							
Atambua	PLTU			24							
Kupang Peakier	PLTU		40								
2) (IPP)		30									
Kupang	PLTU	30									
Jumlah On Going and Committed		30	40	24							
b. Rencana Tambahan											
1) PLN				50	50	50					
Kupang 2	PLTMG					50					
Timor 3	PLTU			50	50						
2) (IPP)											
3) Unallocated							40			50	50
Timor 2	PLTU									50	50
Timor 5	PLTMG						40				
Jumlah Rencana Tambahan	MW			50	50	50	40			50	50
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksisting (DMN)	MW	132	109	87	87	27	27	27	27	27	27
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	30	40	74	50	50	40			50	50
c. Total DMN Sistem	MW	162	179	231	281	271	311	311	311	361	411

Beberapa proyek pembangkit strategis pada Sistem Timor antara lain:

- Proyek reguler pembangkit PLTU yaitu PLTU Timor 1 (2x50 MW) untuk memenuhi kebutuhan beban listrik di Sistem Timor dengan unit pembangkit yang lebih efisien.
- Proyek pembangkit PLTMG Kupang *Peaker* 40 MW dengan bahan bakar LNG yang untuk memenuhi kebutuhan beban puncak.

6.5.13. Rencana Penambahan Kapasitas Pembangkit pada Regional Maluku dan Papua

Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua

Rencana pengembangan sistem untuk memenuhi kebutuhan beban periode tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel 6.56 dibawah.

Tabel 6.56 Rencana Penambahan Pembangkit Regional Maluku dan Papua (MW)

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Jumlah
PLN											
PLTU	10	6	30	-	-	-	-	-	-	-	46
PLTP	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	30
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	80	500	240	280	230	60	5	30	30	10	1,465
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	14	1	-	15	-	-	-	-	31
PLTA	-	-	-	-	-	-	51	47	20	-	118
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	90	506	284	311	230	75	56	77	50	10	1,690
IPP											
PLTU	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	14
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	45	-	45
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	12
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	4	20	-	25	6	-	-	-	-	55
Jumlah	-	4	34	-	25	18	-	-	45	-	126
Unallocated											
PLTU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	-	-	-	60	50	-	-	45	75	50	280
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLT Lain	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	-	-	-	60	50	-	-	45	75	50	280
Total											
PLTU	10	6	44	-	-	-	-	-	-	-	60
PLTP	-	-	-	30	-	-	-	-	45	-	75
PLTGU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTG/MG	80	500	240	340	280	60	5	75	105	60	1,745
PLTD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PLTM	-	-	14	1	-	27	-	-	-	-	43
PLTA	-	-	-	-	-	-	51	47	20	-	118
PLT Lain	-	4	20	-	25	6	-	-	-	-	55
Jumlah	90	510	318	371	305	93	56	122	170	60	2,095

Dari Tabel 6.56 terlihat bahwa:

- Tambahan kapasitas pembangkit tahun 2017-2026 adalah 2,1 GW atau penambahan kapasitas rata-rata 210 MW per tahun.
- Porsi terbesar penambahan pembangkit adalah PLTG/MG yang mencapai 1,7 GW (83,3%), disusul PLTU 60 MW (2,9%), PLTA/PLTM 161 MW (7,7%), PLTP 75 MW (3,6%) dan PLT lain 55 MW (2,6%).

Neraca Daya Sistem Ambon:

Sistem Ambon merupakan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV Waai-Passo-Sirimau setelah selesai dibangun. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Ambon periode tahun 2017-2026 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.57.

Tabel 6.57 Neraca Daya Sistem Ambon Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	583	641	710	790	869	951	1,038	1,132	1,234	1,342
b. Pertumbuhan Penjualan	%	12	10	11	11	10	9	9	9	9	9
c. Produksi	GWh	389	425	461	507	548	589	631	676	730	787
d. Faktor Beban	%	65	65	65	65	65	65	66	66	66	66
e. Beban Puncak	MW	69	75	81	89	96	103	110	117	127	136
g. Beban Puncak Netto	MW	67	72	78	86	93	100	107	114	124	133
2. PASOKAN EKSTISTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	111	96	60	60	60	-	-	-	-	-
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	98	82	60	60	60	-	-	-	-	-
1) PLN	MW	22	22	-	-	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	76	60	60	60	60	-	-	-	-	-
4) Pembiaran Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Import	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		-	-	30	20	-	-	-	-	-	-
Ambon/Waai (FTP 1)	PLTU	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Tulehu (FTP 2)	PLTU	-	-	-	20	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		-	-	30	20	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	30	-	50	50	40	-	30	-	-
Ambon 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	50	50	-	-	-	-	-
Ambon	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	40	-	30	-	-
Ambon Peaker	PLTMG	-	30	-	-	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	30	-	50	50	40	-	30	-	-
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Ekstisting (DMN)	MW	98	82	60	60	60	-	-	-	-	-
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	-	30	30	70	50	40	-	30	-	-
c. Total DMN Sistem	MW	98	112	120	190	240	220	220	250	250	250

Selama periode tersebut 2017-2026 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 250 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Ambon akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar yang hal ini untuk memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa ke depan di Pulau Ambon dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan bahkan berlebih.

Di Sistem Ambon ke depannya juga akan dikembangkan PLTU dengan kapasitas 2x50 MW, hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan efisiensi pembangkit yang lebih baik. Selain itu juga direncanakan pembangunan PLTMG untuk memenuhi kebutuhan listrik sebelum PLTU 2x50 MW beroperasi. Setelah PLTU beroperasi maka PLTMG tersebut akan beroperasi sebagai pembangkit *peaker*.

Neraca Daya Sistem Jayapura:

Sistem Jayapura merupakan sistem interkoneksi 150 kV Holtekamp – Jayapura- Sentani/Waena dan 70 kV Genyem – Sentani/Waena setelah selesai dibangun. Proyeksi kebutuhan beban dan rencana penambahan kapasitas pembangkit di Sistem Jayapura periode tahun 2017-2026 terdapat pada neraca daya sesuai Tabel 6.58.

Tabel 6.58 Neraca Daya Sistem Jayapura Tahun 2017-2026

Uraian	Satuan/Jenis	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. KEBUTUHAN											
a. Penjualan	GWh	1,084	1,250	1,432	1,629	1,841	2,049	2,215	2,397	2,593	2,807
b. Pertumbuhan Penjualan	%	16	15	15	14	13	11	8	8	8	8
c. Produksi	GWh	594	684	782	888	1,001	1,112	1,199	1,296	1,399	1,511
d. Faktor Beban	%	81	80	80	80	80	80	80	80	79	79
e. Beban Puncak	MW	84	97	111	126	143	159	172	186	201	218
g. Beban Puncak Netto	MW	83	96	111	126	143	159	172	186	201	218
2. PASOKAN EKSTING											
a. Total Kapasitas Terpasang	MW	64	64	64	64	20	20	20	20	20	20
b. Total Daya Mampu Neto (DMN)	MW	77	46	18	18	18	18	18	18	18	18
1) PLN	MW	46	46	18	18	18	18	18	18	18	18
2) (IPP)	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Sewa	MW	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Pembelian Excess Power	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) Impor	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6) Retired dan Mothballed	MW	-	-	28	-	-	-	-	-	-	-
2. TAMBAHAN PASOKAN (DMN)											
a. On Going and Committed											
1) PLN		60	40	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura (FTP1) - Holtekamp	PLTU	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MPP Jayapura	PLTG/MG	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jayapura Peaker	PLTMG	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-
2) (IPP)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah On Going and Committed		60	40	-	-	-	-	-	-	-	-
b. Rencana Tambahan											
1) PLN		-	-	51	50	50	-	14	-	50	50
Jayapura 2	PLTG/MG/GU	-	-	-	50	50	-	-	-	-	-
Jayapura 3	PLTG/MG/GU	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Jayapura	PLTMG	-	-	50	-	-	-	-	-	-	-
Amal	PLTM	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Orya 2	PLTA	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-
2) (IPP)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Unallocated		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Rencana Tambahan	MW	-	-	51	50	50	-	14	-	50	50
4. REKAPITULASI											
a. Total Pasokan Eksting (DMN)	MW	77	46	18	18	18	18	18	18	18	18
b. Total Tambahan Pasokan (DMN)	MW	60	40	51	50	50	-	14	-	50	50
c. Total DMN Sistem	MW	147	156	179	229	279	279	292	292	342	392

Selama periode tersebut 2017-2026 direncanakan penambahan pembangkit baru dengan kapasitas total sekitar 405 MW. Sesuai neraca daya tersebut, di Sistem Jayapura akan dibangun pembangkit dalam jumlah cukup besar yang hal ini untuk memberikan kepastian kepada masyarakat bahwa ke depan di Jayapura dan sekitarnya akan tersedia listrik dalam jumlah yang cukup dan

bahkan berlebih. Di sistem Jayapura terdapat juga potensi pengembangan pembangkit EBT melalui PLTA Orya-2 dengan kapasitas 13,5 MW.

Proyek – Proyek Strategis di Maluku dan Papua

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 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 Maluku dan Papua untuk memenuhi kebutuhan beban sebelum pembangkit non-BBM beroperasi. PLTMG tersebar di Maluku dan Maluku Utara antara lain di Ternate, Tidore, Tual, Buru, Saumlaki, Bula, Saparua, Tobelo, Bacan, Sanana dan Morotai. Sedangkan PLTMG tersebar di Papua dan Papua Barat antara lain di Sarmi, Biak, Serui, Merauke, Nabire, Timika, Sorong, Manokwari, Fakfak, Kaimana dan Bintuni.

6.6. PROYEKSI BAURAN ENERGI (ENERGY MIX) PEMBANGKITAN

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 Bauran Energi Indonesia

Bauran Energi Tahun 2017-2026

Setelah mengidentifikasi dan mengoptimalkan potensi-potensi energi baru dan terbarukan (EBT) yang dapat dikembangkan hingga tahun 2026, bauran energi dari EBT akan meningkat dari 11% pada 2016 menjadi maksimal sebesar 22,5% pada tahun 2025-2026.

Target EBT sekitar 25% sesuai Draft RUKN 2015-2034 hanya dapat dicapai dengan tambahan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sekitar 3 GW atau pembangkit EBT lain sekitar 12 GW yang dapat menghasilkan energi sekitar 23 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.

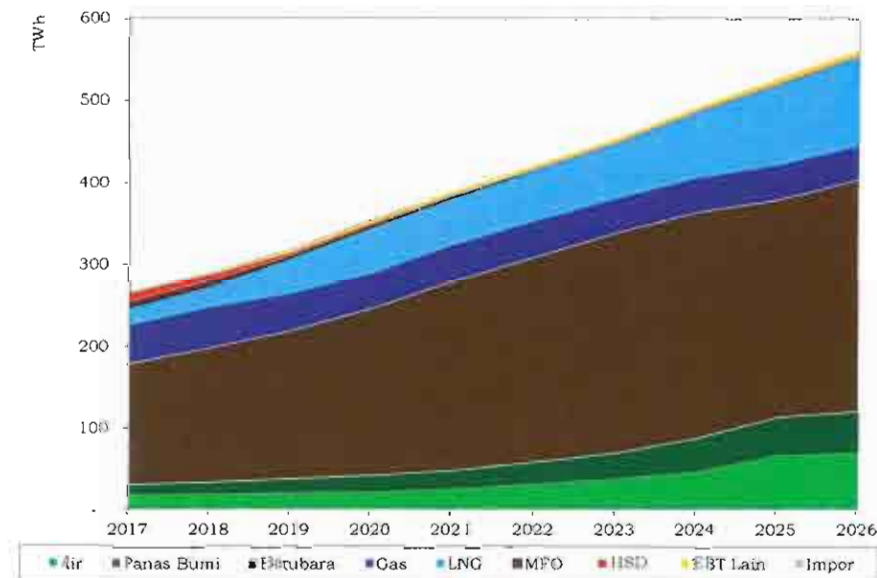
Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 50,4% batubara, 26,7% gas alam (termasuk LNG), 9,0% panas bumi, 12,3% tenaga air, 0,4% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.59, Tabel 6.60 dan Gambar 6.2.

Tabel 6.59 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Indonesia (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	17,002	17,721	19,730	20,854	24,063	30,477	37,227	46,059	65,672	69,110
2	Panas Bumi	12,395	14,752	17,311	20,166	22,408	26,885	31,186	40,398	46,701	50,500
3	EBT Lain	352	1,002	3,123	3,426	4,313	4,411	4,424	4,436	6,330	6,330
4	Gas	68,912	76,168	89,622	99,670	102,280	106,517	109,377	121,912	140,538	150,128
5	BBM:										
	HSD	9,984	6,779	3,613	2,745	1,652	1,628	1,699	1,773	1,874	1,976
	MFO	7,750	7,196	2,552	2,127	1,998	202	202	202	220	220
	IDO										
	HFO										
6	Batubara	148,311	164,736	181,156	204,805	231,757	251,151	269,818	277,138	266,138	283,393
7	Impor	1,919	1,954	1,944	1,933	61	22	91	159	160	184
	Jumlah	266,624	290,308	319,052	355,725	389,133	421,292	454,024	492,078	527,633	561,841

Tabel 6.60 Komposisi Energi Mix Pembangkitan Tenaga Listrik Indonesia (%)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	6,4%	6,1%	6,2%	5,9%	6,3%	7,2%	8,2%	9,4%	12,4%	12,3%
2	Panas Bumi	4,6%	5,1%	5,4%	5,7%	5,8%	6,4%	6,9%	8,2%	8,9%	9,0%
3	EBT Lain	0,1%	0,3%	1,0%	1,0%	1,1%	1,0%	1,0%	0,9%	1,2%	1,1%
4	Gas	25,8%	26,2%	28,1%	28,0%	26,3%	25,3%	24,1%	24,8%	26,6%	26,7%
5	BBM:										
	HSD	3,7%	2,3%	1,1%	0,8%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
	MFO	2,9%	2,5%	0,8%	0,6%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	IDO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	HFO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	Batubara	55,6%	56,7%	56,8%	57,6%	59,6%	59,6%	59,4%	56,3%	50,4%	50,4%
7	Impor	0,7%	0,7%	0,6%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Jumlah	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Gambar 6.2 Komposisi Bauran 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 2017-2026

Kebutuhan bahan bakar Indonesia dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel 6.61.

Tabel 6.61 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Indonesia

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kL									
2	Biomassa	kilo ton	0.3	7.3	1.243.4	1.246.0	1.248.2	1.248.2	1.248.2	1.248.2	1.248.2
3	Gas	TBTU	606.5	660.5	751.6	808.6	825.2	856.2	872.5	960.2	1.112.2
4	BBM:										
	HSD	ribu kL	2.752.1	1.895.7	1.023.6	786.4	491.5	485.9	506.6	527.2	555.3
	MFO	ribu kL	1.897.9	1.761.7	631.4	526.1	494.3	54.7	54.7	54.7	60.0
	IDO	ribu kL									
	HFO	ribu kL									
5	Batubara	juta ton	84.8	89.0	98.8	111.4	127.1	138.1	147.7	151.4	144.9

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

Dari Tabel 6.61 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.

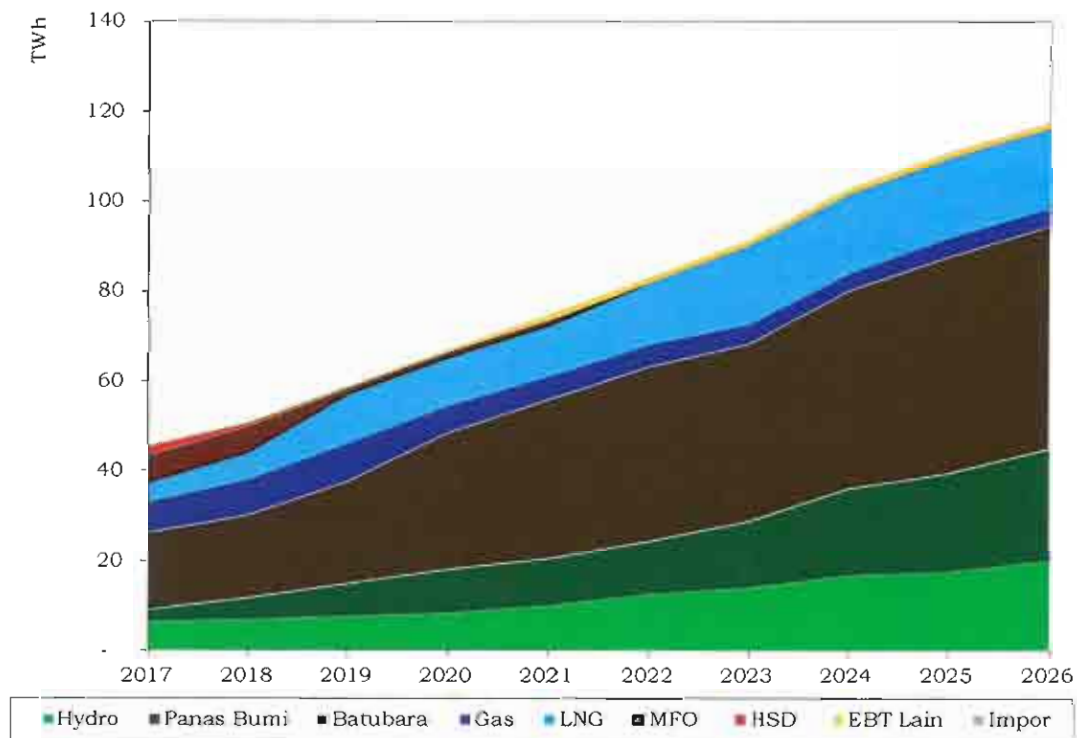
Sebagai dampak dari produksi energi dari gas yang tinggi tersebut, akan diperlukan pasokan gas yang cukup besar yang pada saat ini masih belum terpenuhi, sehingga diperkirakan akan terjadi defisit pasokan gas. Apabila kebutuhan gas tersebut tidak dapat dipenuhi secukupnya, maka kebutuhan ini harus disubstitusi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

6.6.2. Sasaran Bauran Energi Regional Sumatera

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di Sumatera diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 42,1% batubara, 18,5% Gas (termasuk LNG), 17,0% tenaga air, 21,1% panas bumi, 0% BBM dan 1,2% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.62 dan Gambar 6.3. Porsi pembangkit EBT di Sumatera akan meningkat dari 20,2% tahun 2017 menjadi 39,3% tahun 2026.

Tabel 6.62 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	6,442	6,848	7,599	8,263	9,985	12,522	13,986	16,708	17,594	20,043
2	Panas Bumi	2,576	4,790	7,236	9,714	10,410	11,708	14,683	19,301	21,794	24,895
3	EBT Lain	99	196	264	487	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236	1,236
4	Gas	11,188	13,970	19,370	16,680	16,402	18,661	21,977	21,563	21,925	21,780
5	BBM:										
	HSD	2,037	773	289	149	126	28	21	21	38	54
	MFO	6,047	5,823	1,303	1,282	1,225	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
6	Batubara	17,168	18,506	22,857	30,461	35,473	39,006	39,615	44,152	48,315	49,591
7	Impor	106	141	131	120	61	22	91	159	160	184
	Jumlah	45,665	51,048	59,040	67,155	74,917	83,184	91,608	103,141	111,062	117,743



Gambar 6.3 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sumatera (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Sumatera dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel 6.63.

Tabel 6.63 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Sumatera

No.	Jenis Bahan Bakar		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	0.3	0.3	1.3	4.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
3	Gas	TBTU	91.2	113.8	153.2	129.2	125.2	148.6	164.1	160.4	163.8	162.8
4	BBM:											
	HSD	ribu kL	557.0	213.7	81.2	41.5	34.6	7.9	5.8	6.0	10.6	14.9
	MFO	ribu kL	1,471.1	1,416.5	317.1	312.0	297.9	-	-	-	-	-
	IDO	ribu kL										
	HFO	ribu kL										
5	Batubara	juta ton	10.5	11.3	13.8	18.6	22.1	24.7	25.3	28.1	30.8	31.5

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)
 Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Sumatera diperlihatkan pada Tabel 6.64.

Tabel 6.64 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sumatera

No	Pembangkit	Pemasok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	PLTG Arun Peaker	LNG Tangguh	8.7	7.4	7.9	6.7	7.2	6.9	7.0	7.0	7.0	7.1
2	PLTGU Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	LNG Tangguh	-	-	9.6	9.8	9.6	8.5	9.3	9.3	9.3	9.2
3	PLTG Arun (IPP)	LNG Tangguh	-	-	-	-	-	11.7	31.9	31.8	32.0	32.0
4	PLTMG Sabang	LNG Tangguh	-	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
5	PLTMG Sinabang	LNG Tangguh	-	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
6	PLTG Banda Aceh	LNG Tangguh	0.8	3.1	2.8	2.5	2.7	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7
7	PLTGU Belawan	LNG Tangguh	64.2	71.2	72.0	50.7	37.8	43.2	41.7	42.9	42.5	42.8
8	MPP Sumut	LNG Tangguh	10.0	9.0	8.4	7.4	6.9	7.6	7.4	7.7	7.5	7.5
9	Belawan #3 & 4	LNG	-	-	-	-	16.6	33.4	68.7	68.3	68.8	68.7
10	MPP Medan Peaker	LNG	1.7	6.1	5.5	4.8	4.7	4.8	4.9	4.8	4.9	4.9
11	PLTGU Sumbagut-134	LNG	-	-	58.4	54.4	51.4	51.8	53.2	53.0	53.3	53.3
12	MPP Sumbagteng	COPI	5.8	8.6	9.1	2.9	-	-	-	-	-	-
13	PLTG Riau Peaker	COPI	-	1.3	8.4	7.5	6.7	7.1	7.2	7.1	7.2	7.2
14	PLTG Teluk Lembu	EMP Bentu	2.6	3.5	3.6	1.6	0.8	0.7	0.4	0.2	0.5	0.5
15	PLTGU Riau Power	Gas Kalila	2.1	2.4	2.3	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
16	PLTG Teluk Lembu Sewa	Gas Kalila	16.5	18.0	18.5	7.5	5.9	5.2	3.4	1.7	4.0	5.2
17	PLTGU Riau	COPI, JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	-	-	10.9	20.4	19.3	19.4	20.0	19.9	20.0	20.0
18	PLTGU Riau-2	COPI, JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	-	-	-	-	-	9.7	20.0	19.9	20.0	20.0
19	PLTG Batang Hari	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	8.2	9.6	10.7	6.1	3.1	2.5	1.6	0.5	0.8	0.2
20	PLTMG Tembalahan (rengat)	COPI, JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	PLTMG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	11.1	14.7	13.7	7.8	6.4	5.7	4.4	3.5	5.0	5.8
22	PLTG Balai Pungut	JOB - Pertamina Talisman JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	1.6	1.6	1.6	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.5
23	Pembangkit Gas Tanjung Balai Karimun	Pengadaan LNG	-	3.8	8.8	8.2	10.9	11.0	11.3	11.3	11.3	9.0
24	Pembangkit Gas Dabo Singkep	Pengadaan LNG	-	3.1	5.8	5.4	6.4	9.1	9.3	9.3	9.3	7.4
25	Pembangkit Gas Natuna	Pengadaan LNG	-	5.4	6.6	8.8	8.3	8.4	8.6	8.6	8.7	6.9
26	Pembangkit Gas Tanjung Pinang	Pengadaan LNG	4.7	11.8	11.2	17.2	24.8	25.1	25.7	25.6	25.8	20.4
27	Pembangkit Gas Tanjung Batu	Pengadaan LNG	-	-	3.6	3.4	3.2	5.2	8.3	8.3	8.3	6.6
28	PLTMG Tj. Jabung Timur	Perusahaan Tanjung Jabung	11.9	9.8	9.6	9.0	8.6	7.4	8.1	8.0	8.1	8.0
29	PLTG Payoselinah BOT	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	12.1	12.6	12.4	12.2	10.8	10.6	10.6	10.0	10.9	11.2
30	PLTMG SUNGAI GELAM (CNG)	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	1.7	2.5	2.7	0.5	0.5	0.0	0.0	-	-	-
31	PLTG Sewa Jambi	JOB - Pertamina Talisman Jambi Merang	4.0	4.1	4.2	2.6	2.2	2.2	2.0	1.6	1.7	1.5
32	PLTGU Inderalaya	Medco (Lematang)	8.7	10.7	10.7	6.8	5.9	5.1	3.8	2.1	2.9	1.1
33	PLTG Keramasan	Medco (Lematang)	1.1	1.6	1.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0
34	PLTGU Keramasan	Medco (Lematang)	3.6	4.9	4.8	2.8	2.5	2.3	1.5	0.7	1.1	0.4
35	PLTG Borang	Medco (Lematang)	6.4	8.8	8.6	3.7	2.1	1.5	0.9	0.3	0.6	0.1
36	PLTG Sewa/IPP Sumsei	Medco (Lematang)	5.8	5.9	5.7	4.9	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.4
37	PLTGU Gunung Megang	Medco E & P Indonesia	10.2	10.5	13.1	12.2	11.6	11.7	12.0	11.9	12.0	12.0
38	PLTG Jakabaring	PPDDE Sumsei	1.6	2.3	1.9	1.3	1.2	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1
39	PLTGU AGP Borang	Pertamina EP (Asri Gita)	14.0	14.5	14.2	12.6	12.0	12.3	12.6	12.5	12.6	12.6
40	PLTG Talang Duku	PGN	5.6	6.0	6.1	4.1	2.0	1.6	1.2	0.6	0.7	0.2

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD									
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
41	PLTG Tarahan	PGN	0.6	0.8	0.9	0.4	0.4	0.3	0.2	0.0	0.1	0.0
42	MPP Sumbagsel (Lampung)	PGN	5.0	9.2	8.7	3.1	2.4	1.8	1.5	1.1	0.9	0.7
43	PLTMG Sewa Lampung	PGN	7.1	7.9	8.3	3.6	2.6	2.3	1.9	0.8	1.2	0.4
44	PLTG Lampung Peaker	PGN	-	0.7	8.0	8.2	7.4	7.4	7.8	7.7	7.7	7.7
45	PLTMG Bangka Peaker	IPP	-	-	7.3	6.8	6.4	6.5	6.7	6.6	6.7	5.3
46	PLTG Mobile PP Bangka	LNG Bontang, Tangguh	7.8	7.7	7.3	13.6	12.8	13.0	13.3	13.2	13.3	10.6
47	PLTG Mobile PP belitung	LNG Bontang, Tangguh	3.9	3.8	3.6	6.8	6.4	6.5	6.7	6.6	6.7	5.3
48	Pembangkit Gas Nias	LNG Bontang, Tangguh	7.8	7.7	10.2	9.5	11.6	11.7	12.0	11.9	12.0	9.5
Jumlah			256.3	319.7	430.4	362.8	350.9	393.3	458.9	448.1	457.3	433.3

6.6.3. Sasaran Bauran Energi Jawa-Bali

Rencana penyediaan energi dan kebutuhan bahan bakar untuk periode tahun 2017-2026 berdasarkan jenis bahan bakarnya diberikan pada Tabel 6.65 dan Gambar 6.3.

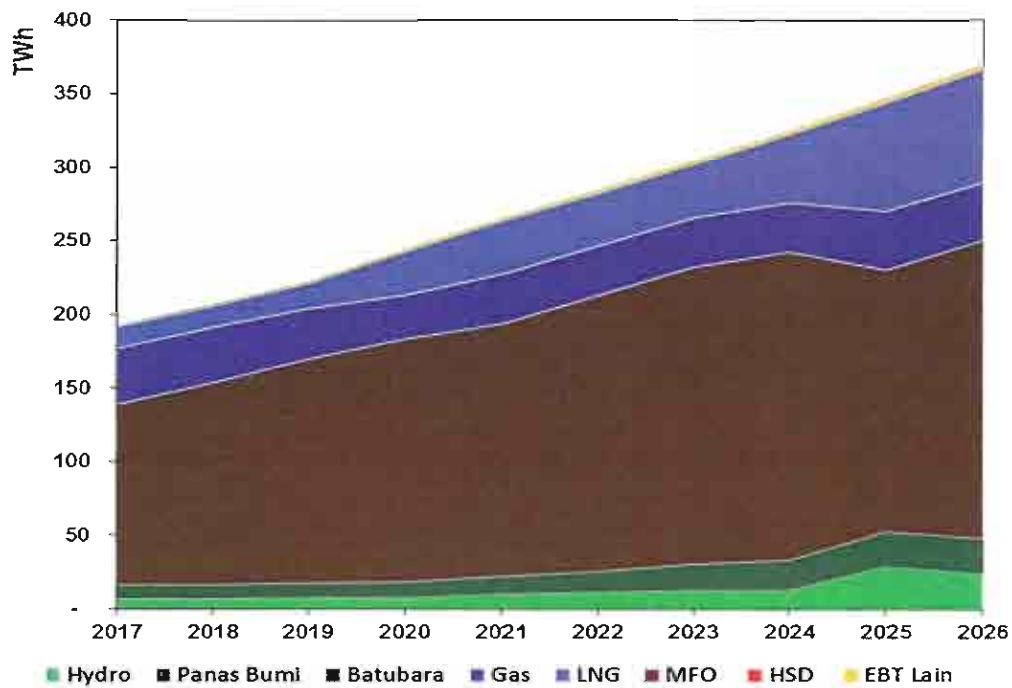
Dalam kurun waktu tahun 2017-2026, produksi energi dari batubara meningkat sebesar 1,7 kali dan kebutuhan gas meningkat 1,9 kali lipat.

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

Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Air	7,639	7,919	8,906	9,051	10,282	11,958	12,931	14,033	28,389	28,389
Panas Bumi	9,118	9,121	9,117	9,142	10,503	13,538	14,878	19,235	22,162	22,162
EBT Lain	-	106	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	1,706	3,600	3,600
Gas	51,740	53,071	59,210	69,341	72,172	72,678	73,485	85,398	105,417	99,904
BBM:										
IISD	688	688	629	629	629	630	629	629	629	629
MFO	94	94	94	94	94	94	94	94	112	112
IDO										
IIFO										
Batubara	123,347	135,973	143,057	154,749	170,420	184,598	201,210	204,987	187,589	215,258
Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah	192,626	206,973	222,719	244,712	265,806	285,201	304,933	326,082	347,897	370,054

Pada Tabel 6.65 terlihat bahwa batubara mendominasi energi primer lainnya, yaitu 215 TWh dari total produksi 370 TWh (58%) pada tahun 2026. Panas bumi mengalami peningkatan secara signifikan dari 9,1 TWh pada tahun 2017 menjadi 22,2 TWh pada tahun 2026, atau meningkat hingga 2,4 kali lipat. Tenaga air juga mengalami peningkatan secara signifikan dari 7,6 TWh pada tahun 2017 menjadi 28,4 TWh pada tahun 2026, atau meningkat 3,7 kali lipat. Porsi seluruh pembangkit EBT di Jawa-Bali akan meningkat dari 6,2% pada 2017 menjadi 9,3% pada 2026.



Gambar 6.4 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Jawa-Bali (GWh)

Proyeksi kebutuhan bahan bakar untuk pembangkit dapat dilihat pada Tabel 6.66. 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 6.66 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Jawa-Bali

No.	Jenis Bahan Bakar		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton	-	5.4	1,240.9	1,240.9	1,240.9	1,240.9	1,240.9	1,240.9	1,240.9	1,240.9
3	Gas	TBTU	465.3	473.3	510.5	570.3	589.7	593.5	599.8	683.2	825.9	752.0
4	BBM:											
	HSD	ribu kL	218.4	218.3	205.4	205.4	205.4	205.5	205.4	205.5	205.5	205.4
	MFO	ribu kL	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	33.1	33.1
	IDO	ribu kL										
	HFO	ribu kL										
5	Batubara	juta ton	68.4	69.8	73.3	77.8	85.3	92.3	100.2	101.9	92.9	106.9

Catatan: Kebutuhan BBM termasuk pemakaian bahan bakar nabati (*biofuel*)
 Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di Jawa-Bali diperlihatkan pada Tabel 6.67.

Tabel 6.67 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Jawa-Bali

No	Pembangkit	Pemasok	ESTUD									
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Muara Karang dan Priok	PHE ONWJ (GSA)	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	FSRU PT NR	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
3	PLTGU Jawa 2	FSRU PT NR		15	90	90	90	90	90	90	90	90
4	PLTMG Senayan	CNG	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5	PLTGU Muara Tawar, PLTGU Muara Tawar Add on Blok 2,3,4	PERTAMINA - P Tengah (GSA)	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197
		PGN (GSA)										
		SWAP JOB Jambi Merang										
		Tambahan dari PHE (Potensi)										
		Swap Premier										
		FSRU PT NR										
6	PLTGU Jawa 1	LNG Tangguh		96	192	192	192	192	192	192	192	192
7	PLTGU Jawa 7	Unallocated								180	180	180
8	PLTGU Jawa Bali 4	FSRU PT NR (potensi)		5	19	19	19	19	19	19	19	19
9	Cilegon	CNOOC (GSA)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
		PGN (GSA)										
10	PLTGU Jawa Bali 3	PGN (potensi)		21	21	21	21	21	21	21	21	21
11	PLTGU Jawa 4	Unallocated								180	180	180
12	Tambaklorok	PCML	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
		SPP (GSA-IP)										
13	PLTGU Jawa Bali 1	PCML SPP (Potensi)		29	29	29	29	29	29	29	29	29
14	PLTGU Jawa 6	Unallocated								180	180	180
15	Gresik	PHE WMO eks Kodeco	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 Lapangan Peluang										
		SCI (Isar Gas-Ex KEI)										
		Husky Lap MDA-MBH (Potensi*)										
		Husky Lap MDK (Potensi*)										
16	PLTGU Jawa 3	Cepu (Pipa Gresem, Potensi), Husky (Potensi), LNG Terminal Gresik		15	96	96	96	96	96	96	96	96
17	PLTGU Jawa 5	Unallocated								180	180	180
18	PLTGU Jawa Bali 2	Husky (Potensi), LNG Terminal Gresik (Rencana)			60	60	60	60	60	60	60	60
19	PLTGU Madura	KEI (Potensi)						54	54	54	54	54
20	PLTGU Grati, PLTGU Grati, PLTGU Grati Add-On Blok 2	Santos Oyong (GSA-IP)	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84
		Santos Wortel (GSA-IP)										
		Sampang Mandiri Perkasa (GSA-IP)										
		Pasuruan Migas (GSA-IP)										
		Pamaraya - Husky (GSA-IP)										
		Santos Lapangan peluang										
		SCI (Isar Gas-Ex KEI)										
21	Pengalungan	Wabakmar, Bontang	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Jumlah			1,236	1,407	1,734	1,734	1,734	1,788	1,788	2,508	2,508	2,508

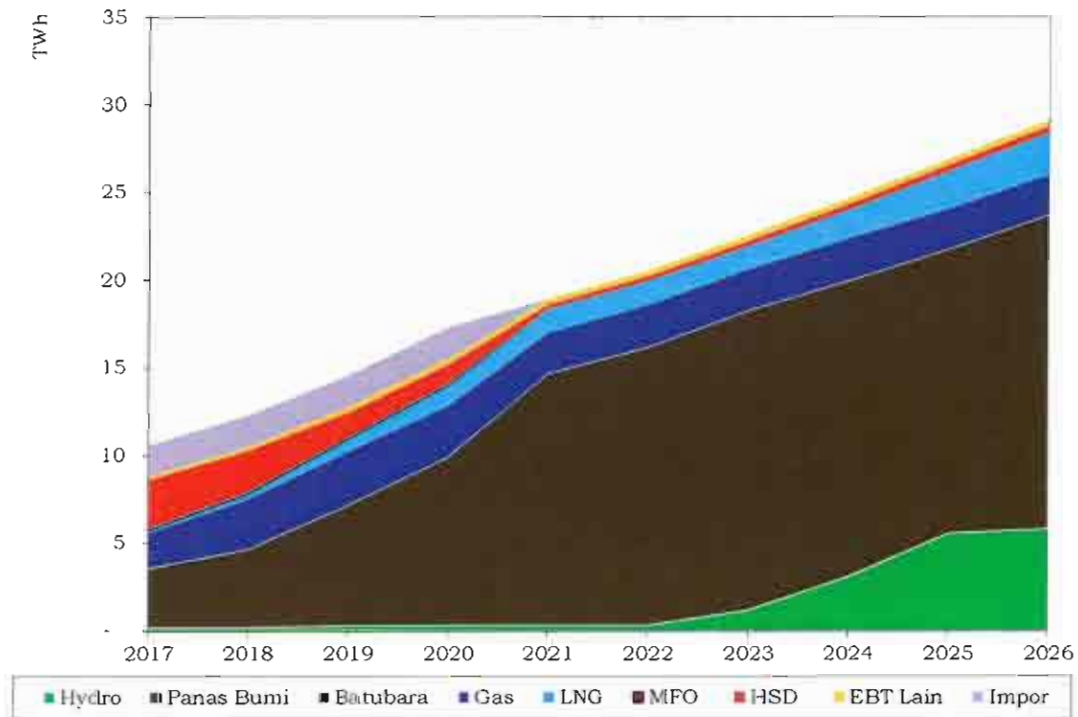
6.6.4. Sasaran Bauran Energi Regional Kalimantan

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di regional Kalimantan diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 61,4% batubara, 19,9% tenaga air, 16,1% gas alam termasuk LNG, dan 1,5% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.68 dan Gambar 6.5.

Tabel 6.68 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	182	182	259	303	303	303	1,174	3,089	5,248	5,801
2	Panas Bumi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	EBT Lain	160	205	310	310	310	310	322	334	334	334
4	Gas	2,177	3,190	3,800	4,111	3,655	3,776	3,657	4,031	4,433	4,695
5	BBM:										
	HSD	2,817	2,393	1,437	1,112	293	314	338	365	394	425
	MFO	76	70	70	70	-	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
6	Batubara	3,401	4,480	6,900	9,644	14,409	15,893	17,117	16,895	16,238	17,907
7	Impor	1,813	1,813	1,813	1,813	-	-	-	-	-	-
Jumlah		10,627	12,334	14,619	17,363	18,970	20,595	22,609	24,713	26,948	29,162

Porsi pembangkit batubara masih sangat dominan mengingat potensi sumber batubara yang tinggi di Kalimantan khususnya di Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur sedangkan untuk potensi pemanfaatan tenaga air masih perlu dilakukan kajian lebih lanjut. Porsi pembangkit EBT di Kalimantan akan meningkat dari 3,2% pada 2017 menjadi 21,0% pada 2026 yang didominasi dari PLTA.



Gambar 6.5 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Kalimantan dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel 6.69.

Tabel 6.69 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Kalimantan

No.	Jenis Bahan Bakar		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton		0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
3	Gas	TBTU	15.5	22.6	27.4	30.0	27.0	27.9	27.0	29.9	33.2	35.2
4	BBM:											
	HSD	ribu kL	760.5	646.2	388.1	300.1	79.1	84.7	91.3	98.5	106.3	114.8
	MFO	ribu kL	18.9	17.4	17.4	17.4	-	-	-	-	-	-
	IDO	ribu kL										
	HFO	ribu kL										
5	Batubara	juta ton	2.6	3.4	5.2	7.3	10.9	12.1	13.0	12.8	12.3	13.6

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

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Sumatera diperlihatkan pada Tabel 6.70.

Tabel 6.70 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Kalimantan

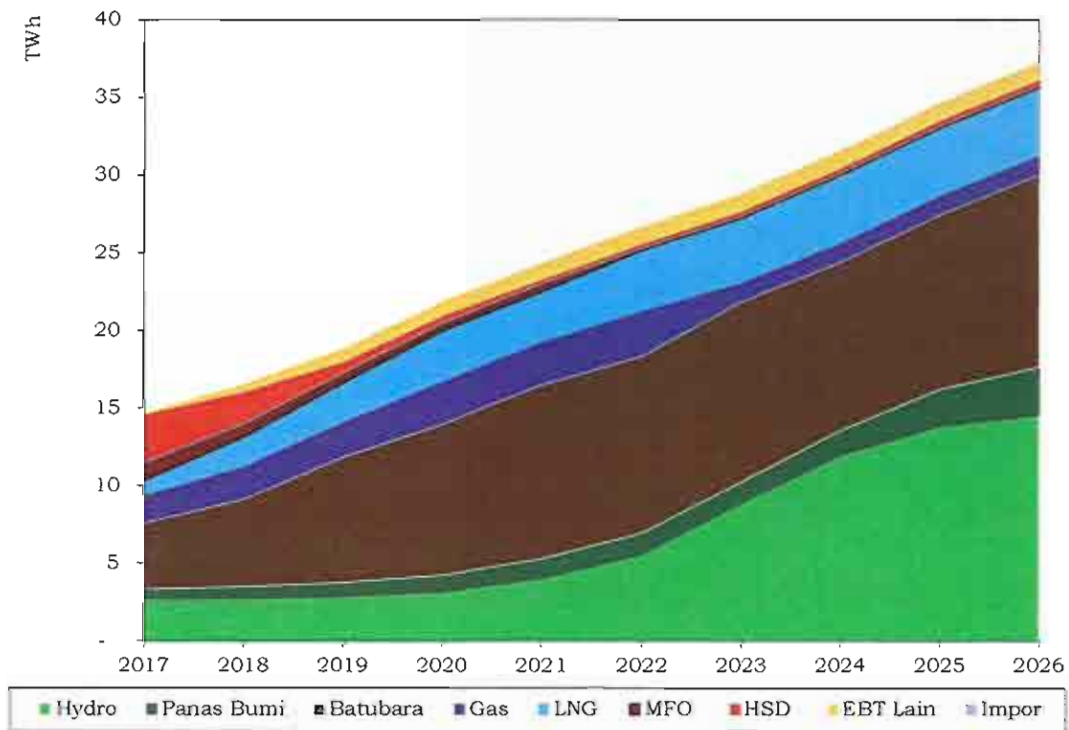
No	Pembangkit	Pemasok	BTUD									
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	MPP Kalbar	LNG Tangguh, LNG Bontang	8.5	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
2	PLTMG Gunung Belah	LNG	-	-	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.3
3	PLTMG Mahinau	LNG	-	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.4	0.4	0.4	-
4	PLTMG Bangkanai (FTP2)	Ophir	12.6	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7
5	MPP Kaltim	Bontang, JOB Simenggaris (P)	3.8	4.4	4.4	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.5	1.5
6	PLTMG Gunung Belah	LNG	-	-	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.3
7	PLTMG Tanjung Selor	LNG	-	-	1.9	1.9	1.9	1.9	1.1	1.1	1.1	1.1
8	PLTMG Nunukan 2	LNG	-	0.7	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
9	PLTMG Sembakung	Pertamina EP TAC Sembakun	-	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
10	PLTG/MG Kaltim 2	Vico, Total, Mubadala	-	12.8	12.8	12.8	5.3	5.3	5.3	5.3	4.5	4.5
11	PLTG/MG	LNG Tangguh, LNG Bontang	-	-	7.5	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
12	PLTG/MG/GU/MGU	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	-	3.7	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
13	PLTMG Tarakan	LNG	-	-	-	2.1	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
14	PLTG/MG Kalteng	LNG	-	-	2.2	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
15	PLTGU Senipah	Total Senipah	6.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
16	PLTMG Nunukan 3	LNG	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
17	PLTGU Kaltim Add on Blok	Vico, Total, Mubadala	-	-	-	-	-	1.8	1.8	3.0	3.0	3.0
18	PLTGU Kalbar 2	LNG Tangguh, LNG Bontang	-	-	-	-	-	-	11.1	11.1	11.1	11.1
19	PLTGU Kalsel 1	LNG	-	-	-	-	-	-	-	-	3.6	7.5
20	Nunukan	Pertamina EP TAC Sembakun	2.0	2.0	2.0	-	-	-	-	-	-	-
21	Bontang	Total, LNG Bontang	2.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Bunyu	Pertamina EP (Bunyu)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Petung	Perusda Benua Taka	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
24	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
25	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
26	Sambara	Vico, Total, Mubadala	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
27	Botakan	JOB Simenggaris (Potensi)	-	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Jumlah			79	106	122	125	118	120	130	131	134	138

6.6.5. Sasaran Bauran Energi Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 33,3% batubara, 38,8% tenaga air, 15% gas alam termasuk LNG, 8,5% panas bumi, 1,4% BBM dan 3% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.71 dan Gambar 6.6. Porsi pembangkit EBT di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara akan meningkat dari 23,3% pada 2017 menjadi 50,3% pada 2026. Besarnya potensi pemanfaatan air di Sulawesi sebagai pembangkit listrik menjadi alasan tinggi porsi tenaga air di Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara.

Tabel 6.71 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (GWh)

No	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	2,022	2,648	2,791	3,077	3,926	5,457	8,769	11,859	13,742	15,473
2	Panas Bumi	700	841	959	1,153	1,333	1,464	1,451	1,688	2,465	3,155
3	EBT Lain	93	484	833	913	1,050	1,133	1,133	1,133	1,133	1,133
4	Gas	2,726	4,016	4,783	6,013	5,991	6,835	5,397	5,608	5,591	5,611
5	BBM :										
	HSD	3,104	2,055	704	460	268	296	323	346	373	399
	MFO	1,150	854	635	502	529	109	109	109	109	109
	IDO										
	HFO										
6	Batubara	4,252	5,598	8,072	9,709	11,214	11,412	11,633	10,863	11,275	12,414
7	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah		14,648	16,496	18,777	21,829	24,311	26,706	28,815	31,605	34,687	37,293



Gambar 6.6 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel 6.72.

Tabel 6.72 Proyeksi Kebutuhan Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

No.	Jenis Bahan Bakar		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kL										
2	Biomassa	kilo ton		0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
3	Gas	TBTU	25.9	35.7	41.1	51.2	51.2	58.2	43.1	44.7	44.6	44.8
4	BBM:											
	HSD	ribu kL	855.1	582.8	199.4	132.8	81.8	90.7	99.2	106.1	114.2	121.6
	MFO	ribu kL	285.3	211.9	157.6	124.6	131.2	26.9	26.9	26.9	26.9	26.9
	IDO	ribu kL										
	HFO	ribu kL										
5	Batubara	juta ton	3.3	4.3	6.2	7.5	8.7	8.8	9.0	8.4	8.8	9.7

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

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Tabel 6.73.

Tabel 6.73 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

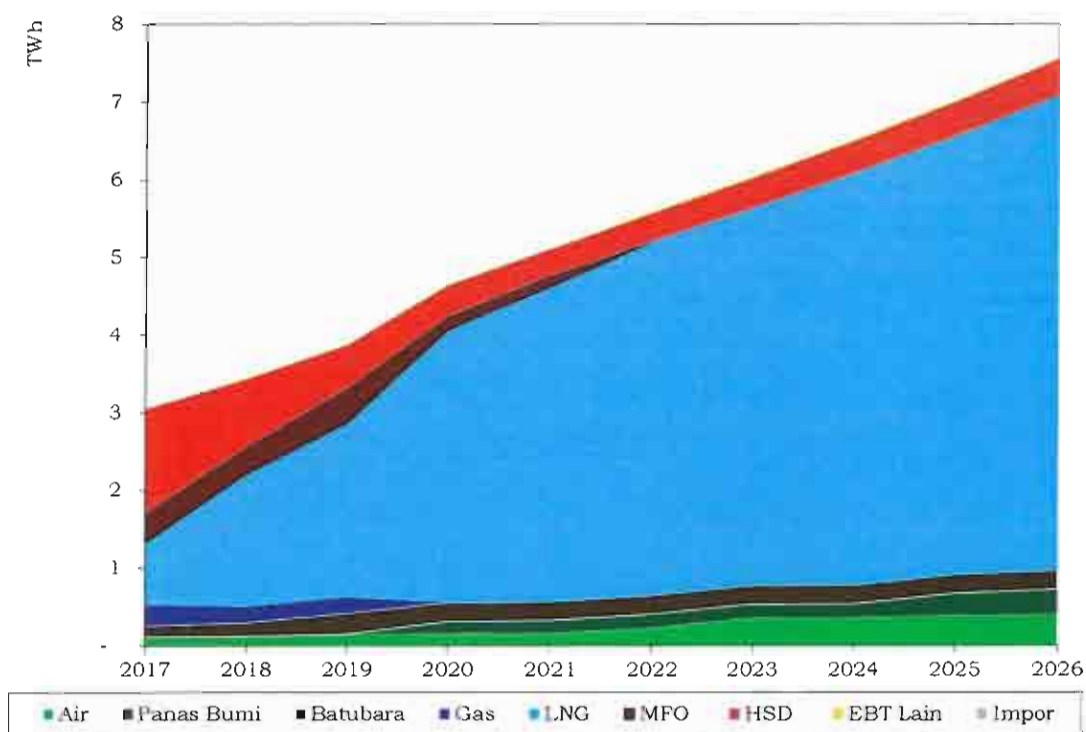
No	Pembangkit	Pemasok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	PLTU Gorontalo	LNG Wasambo	6.4	7.3	7.3	7.3	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
2	MPP Lombok	Lelang LNG Indonesia Tengah	6.4	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
3	PLTMG Bima	Lelang LNG Indonesia Tengah	5.3	5.3	5.3	5.3	3.7	3.2	2.1	2.1	2.1	2.1
4	MPP Flores (Labuan Bajo)	Lelang LNG Indonesia Tengah	0.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
5	PLTMG Rote	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	0.4	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5
6	PLTMG Bau-Bau	LNG Tangguh/Bontang	1.0	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
7	MPP Lombok Timur	LNG Tangguh/Bontang	-	2.2	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
8	PLTGU/MGU Lombok	CNG GRESIK	-	5.4	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
9	PLTMG Sumbawa	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	3.1	3.1	3.1	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
10	MPP NTT	LNG Tangguh/Bontang	-	1.5	1.5	1.5	1.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
11	PLTMG Waingapu	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	1.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
12	PLTMG Alor	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	0.5	0.5	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	0.7	0.5
13	PLTMG Lerabata	LNG Tangguh/Bontang	-	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.4	0.5
14	PLTMG Maumere	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	2.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9
15	PLTMG Kupang	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
16	PLTMG Selavar	LNG Tangguh/Bontang	0.8	0.9	1.1	1.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
17	PLTMG Wajo	LNG Tangguh/Bontang	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
18	MPP Sulteng	LNG	-	3.8	4.5	7.7	7.7	7.7	2.6	2.6	2.6	2.6
19	PLTMG Luwuk	JOB PMTS	-	-	2.6	5.1	5.1	2.6	5.1	5.1	5.1	5.1
20	MPP Sultra (Kendari)	LNG Tangguh/Bontang	-	3.7	7.3	7.3	7.3	7.3	3.1	3.1	3.1	3.1
21	MPP Wangi-Wangi	LNG Tangguh/Bontang	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
22	MPP Bombana	LNG Tangguh/Bontang	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
23	MPP Kolaka Utara	LNG Tangguh/Bontang	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
24	PLTG/MG Minahasa	LNG Wasambo	-	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
25	PLTMG Tahuna	LNG Wasambo	-	0.8	1.0	0.6	0.7	0.9	1.0	0.7	0.8	1.0
26	PLTMG Sumbawa 2	LNG Tangguh/Bontang	-	-	1.9	1.9	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
27	PLTMG Bima 2	LNG Tangguh/Bontang	-	-	3.8	3.8	3.8	3.8	1.3	1.3	1.3	1.3
28	PLTMG Wajihulu	LNG Tangguh/Bontang	-	-	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.1	2.1	2.4
29	PLTG/MG/GU/MGU Makassar	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	-	8.0	16.8	16.8	16.8	16.0	16.0	16.0	16.0
30	PLTMG Rote 2	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
31	PLTMG Wangi-Wangi	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6
32	PLTMG Tahuna	LNG Wasambo	-	-	-	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
33	PLTMG Kupang 2	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	2.7	1.3	2.7	2.7	2.7	2.7
34	PLTMG Selavar 2	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	0.9	1.0	1.1	1.3	1.3	1.3
35	PLTGU Luwuk	Pertamina EP	-	-	-	8.0	8.0	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
36	PLTGU Lombok 1	CNG Gresik, Wasambo potensi	-	-	-	-	-	5.3	8.0	10.7	10.7	10.7
37	PLTMG Rote 3	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	-	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
38	PLTMG Timor 1	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	-	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
39	PLTGU Suisel	Lelang LNG Indonesia Tengah	-	-	-	-	-	8.0	16.0	16.0	16.0	16.0
40	PLTMG Bau-Bau	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	-	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
41	PLTGU Subbagui 1	LNG Wasambo	-	-	-	-	-	-	4.0	5.6	5.6	5.6
42	PLTMG Tahuna	LNG Wasambo	-	-	-	-	-	-	-	0.4	0.4	0.4
43	PLTMG Sumbawa 3	LNG Tangguh/Bontang	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	3.2
44	Sengkang	Energy Equity Epic Sengkang	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	-	-	-	-
Jumlah			70.9	108.6	122.7	156.8	156.4	175.0	125.4	140.5	143.3	143.7

6.6.6. Sasaran Bauran Energi Regional Maluku dan Papua

Komposisi produksi listrik per jenis energi primer di regional Maluku dan Papua diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 3,2% batubara, 5,3% tenaga air, 80,6% gas alam termasuk LNG, 4,3% panas bumi dan 6,2% BBM dan 0,4% bahan bakar lainnya seperti diperlihatkan pada Tabel 6.74 dan Gambar 6.7. Porsi pembangkit EBT di regional Maluku dan Papua akan meningkat dari 3,8% pada 2017 menjadi 10,0% pada 2026.

Tabel 6.74 Komposisi Produksi Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Air	116	125	134	163	168	237	367	371	398	404
2	Panas Bumi	-	-	-	157	163	174	174	174	279	328
3	EBT Lain	-	11	11	11	11	27	27	27	27	27
4	Gas	1,080	1,920	2,458	3,522	4,060	4,566	4,862	5,312	5,652	6,120
5	BBM:										
	HSD	1,337	869	554	395	335	360	388	412	440	450
	MFO	382	355	450	179	151	-	-	-	-	-
	IDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	HFO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Batubara	142	179	270	242	242	242	242	242	242	242
7	Impor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah		3,058	3,458	3,896	4,666	5,129	5,606	6,060	6,538	7,039	7,589



Gambar 6.7 Komposisi Bauran Energi Listrik Berdasarkan Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua (GWh)

Kebutuhan bahan bakar di regional Maluku dan Papua dari tahun 2017 sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel 6.75.

Tabel 6.75 Prakiraan Kebutuhan Bahan Bakar Pembangkit Regional Maluku dan Papua

No.	Jenis Bahan Bakar		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel	ribu kl										
2	Biomassa	kilo ton										
3	Gas	TBTU	8.5	15.2	19.4	27.8	32.1	36.1	38.4	42.0	44.6	48.3
4	BBM:											
	HSD	ribu kL	361.1	234.5	145.5	106.6	90.6	97.2	104.9	111.1	119.7	126.7
	MFO	ribu kL	94.8	88.1	111.5	44.3	37.4					
	UDO	ribu kL										
	HFO	ribu kL										
5	Batubara	juta ton	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2

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

Kebutuhan bahan bakar gas untuk pembangkit di regional Sumatera diperlihatkan pada Tabel 6.76.

Tabel 6.76 Prakiraan Kebutuhan Gas Pembangkit Regional Maluku dan Papua

No	Pembangkit	Pemasok	BBTUD											
			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	MPP Jayapura	LNG Tangguh/Salawati	5	5	5	3	4	4	5	7	5	5		
2	PLTMG Ambon	LNG Tangguh/Salawati	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
3	PLTMG Bacan	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	PLTMG Biak	LNG Tangguh/Salawati	0	2	2	2	0	1	1	1	2	2		
5	PLTG/MG Biak 2	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	PLTMG Bula	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
7	PLTMG Dobo	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
8	PLTMG Jayapura	LNG Tangguh/Salawati	0	5	5	5	2	2	2	2	2	2	2	2
9	PLTG/MG Kaimana	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
10	PLTMG Langgur	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	PLTMG Malut	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	PLTG/MG Manokwari 2	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
13	PLTMG Merauke	LNG Tangguh/Salawati	0	2	3	3	1	2	3	3	2	3	3	3
14	PLTG/MG Merauke 2	LNG Tangguh/Salawati	0	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
15	MPP Fak-Fak	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	MPP Maluku	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	MPP Manokwari	LNG Tangguh/Salawati	0	1	2	1	2	2	2	1	1	1	1	1
18	MPP Nabire	LNG Tangguh/Salawati	0	2	2	1	2	2	2	2	3	3	3	3
19	MPP Papua	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	MPP Sofifi	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
21	MPP Ternate	LNG Tangguh/Salawati	0	3	3	3	4	2	2	2	2	2	2	2
22	MPP Timika	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	MPP Tobelo	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	PLTG/MG Nabire 2	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	PLTMG Namlea	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	PLTMG Namrole	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1
27	PLTMG Raja Ampat	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	PLTMG Sanana	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1
29	PLTMG Saumlaki	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	PLTMG Seram	LNG Tangguh/Salawati	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	PLTMG Serui 1	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	PLTMG Sorong	LNG Tangguh/Salawati	0	5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
33	PLTG/MG Ternate 2	LNG Tangguh/Salawati	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	PLTG/MG Timika 2	LNG Tangguh/Salawati	0	4	4	2	3	2	2	3	4	5		
35	PLTMG Wetar	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	PLTMG Ambon	LNG Tangguh/Salawati	0	0	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2
37	PLTG/MG Biak 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	PLTMG Bintuni	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
39	PLTMG Dobo	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	PLTMG Jayapura	LNG Tangguh/Salawati	0	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
41	PLTMG Langgur	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	PLTMG Maba	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1
43	PLTMG Morotai	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
44	PLTMG Nabire 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
45	PLTMG Sarmi	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	PLTMG Seram 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
47	PLTMG Seram Utara	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
48	PLTMG Serui 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
49	PLTMG Sorong	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
50	PLTG/MG Ternate 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2
51	PLTG/MG Timika 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	
52	PLTMG Bacan	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
53	PLTMG Dobo	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	PLTMG Fak-Fak	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	PLTMG Kaimana 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
56	PLTMG Langgur	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
57	PLTMG Namlea	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0
58	PLTMG Saporua	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	PLTMG Saumlaki	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
60	PLTMG Tidore	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	2	2	2	2	1	1	1	1	1
61	PLTMG Timika 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3
62	PLTMG Tobelo	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	3	3	1	1	1	1	1	1	1
63	PLTG/MG/OU Sorong 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	8	8	8	9	10	10	10	10	10
64	PLTG/MG/OU Halmahera 1	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3
65	PLTG/MG/OU Ambon 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	5	4	7	8	8	9	10		
66	PLTG/MG/OU Jayapura 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	10	10	10	10	12	12	12	12	12
67	PLTMG Biak 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2
68	PLTMG Halmahera 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2
69	PLTMG Merauke 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	2	2	2	2	2	3	3	3
70	PLTMG Serui 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
71	PLTMG Sorong 2	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
72	PLTMG Timika 4	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3
73	PLTMG Sanana	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
74	PLTMG Ambon	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2
75	PLTMG Manokwari 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2
76	PLTMG Sorong 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3
77	PLTG/MG/OU Jayapura 3	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	7	10		
78	PLTMG Langgur	LNG Tangguh/Salawati	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1		
Jumlah			5.2	46.9	68.5	98.3	107.9	113.3	115.8	123.3	135.4	145.4		

6.7. PROYEKSI EMISI GAS RUMAH KACA (GRK)

Proses perencanaan sistem pada RUPTL 2017-2026 belum memperhitungkan biaya emisi GRK, khususnya CO₂ sebagai salah satu variabel biaya. Namun

demikian RUPTL ini tidak mengabaikan upaya pengurangan emisi GRK. 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 HELE (*high efficiency, low emission*) seperti *boilers upercritical* dan *ultra-supercritical* untuk PLTU batubara di pulau Jawa dan Sumatera juga membuktikan bahwa PLN peduli dengan upaya pengurangan emisi GRK dari pembangkitan tenaga listrik.

Banyaknya emisi dihitung dari jumlah bahan bakar yang digunakan dan dikonversi menjadi emisi GRK (khususnya emisi CO₂, dalam satuan ton CO₂) dengan menggunakan faktor pengali bahan bakar (*emission factor of fuel/EF_{CO2}*) yang diterbitkan oleh IPCC⁴⁰ 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 GRK.

6.7.1 Emisi GRK Indonesia

Gambar 6.8 memperlihatkan emisi GRK yang akan dihasilkan apabila produksi listrik Indonesia dilakukan dengan bauran energi seperti pada Gambar 6.2. Dari Tabel 6.77 dan Gambar 6.8 dapat dilihat bahwa emisi GRK se-Indonesia akan meningkat hampir 2 kali lipat dari 215 juta ton pada tahun 2017 menjadi 373 juta ton pada tahun 2026. Dari 373 juta ton emisi tersebut, 302 juta ton (81%) berasal dari pembakaran batubara.

*Operating margin emission factor (EF_{OM})*⁴¹ yang selanjutnya diasumsikan sama dengan faktor emisi sistem ketenagalistrikan (EF_{EL}) untuk Indonesia pada tahun

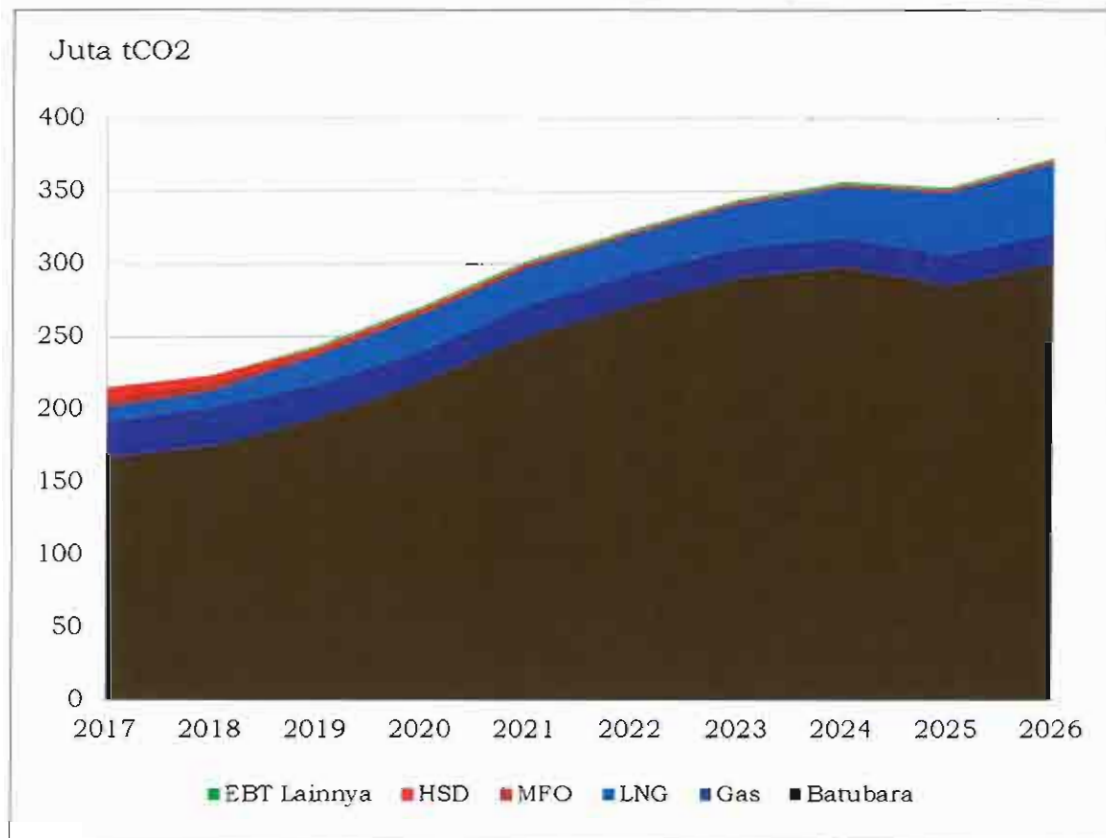
⁴⁰ IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

⁴¹ *Operating margin emission factor* didefinisikan sebagai jumlah CO₂ [ton] per produksi listrik [MWh]

2017 adalah 0,808 tonCO₂/MWh, dan terus turun sampai menjadi 0,665 tonCO₂/MWh pada tahun 2026. Penurunan tersebut karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya serta penggunaan teknologi batubara bersih (seperti PLTU *ultra super critical*/USC).

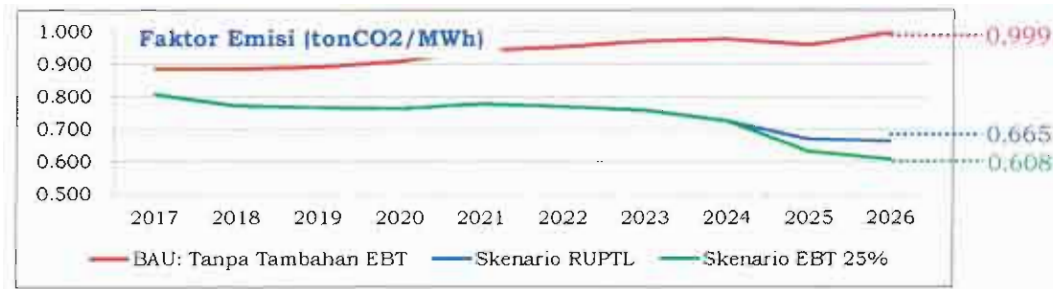
Tabel 6.77 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	34.7	37.8	43.1	46.3	47.3	49.1	50.0	55.0	63.7	68.4
4	BBM :										
	HSD	7.4	5.1	2.8	2.1	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6
	MFO	5.8	5.4	1.9	1.6	1.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	167.5	175.7	195.1	220.0	251.0	272.6	291.6	299.0	286.2	301.8
6	EBT	0.0	0.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
	Jumlah	215.5	224.0	244.3	271.4	302.6	324.6	344.6	357.0	353.0	373.4



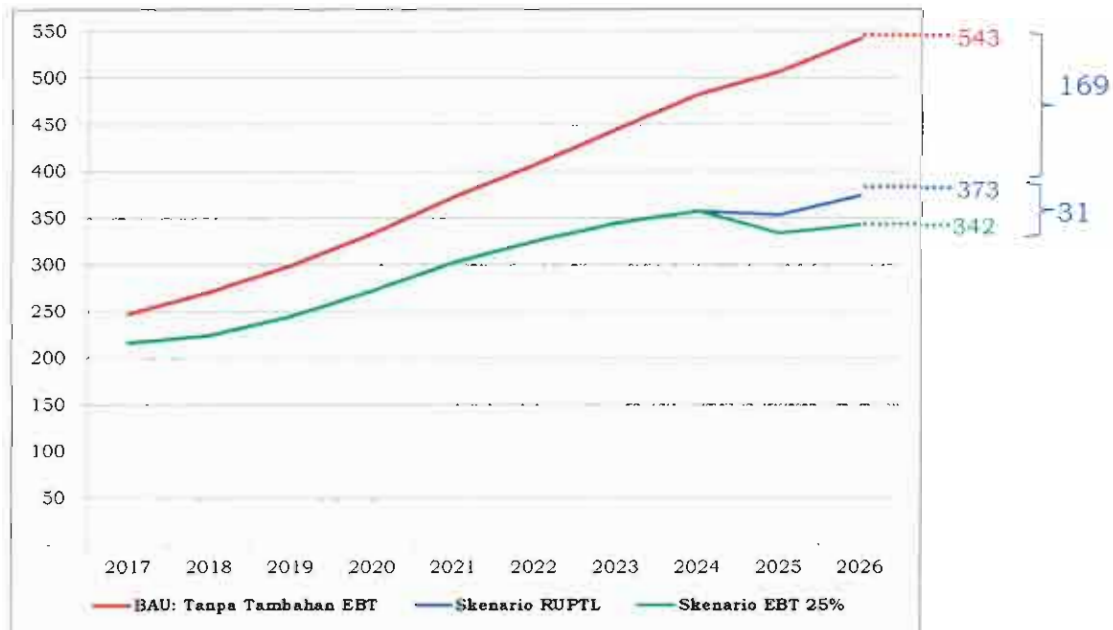
Gambar 6.8 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Indonesia)

Gambar 6.9 menunjukkan proyeksi emisi faktor sistem ketenagalistrikan untuk berbagai skenario EBT, sedangkan Gambar 6.10 menunjukkan proyeksi jumlah emisi GRK yang dihasilkan oleh pembangkit listrik selama periode tahun 2017-2026.



Gambar 6.9 Proyeksi Operating Margin 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 0,808 tonCO₂/MWh pada 2017 menjadi 0,999 tonCO₂/MWh pada 2026. Namun dengan pengembangan EBT yang agresif, maka faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan menurun menjadi 0,665 tonCO₂/MWh pada 2026 dalam RUPTL ini, dan 0,608 tonCO₂/MWh apabila target EBT 25% terpenuhi.



Gambar 6.10 Proyeksi Emisi GRK untuk Berbagai Skenario Pengembangan EBT

Penurunan emisi GRK dengan membatasi bauran energi dari batubara sekitar 50% melalui penambahan pembangkit EBT dan pembangkit gas adalah sebesar 201 juta ton CO₂, sedangkan apabila hanya melalui penambahan pembangkit EBT maka penurunannya 169 juta ton CO₂.

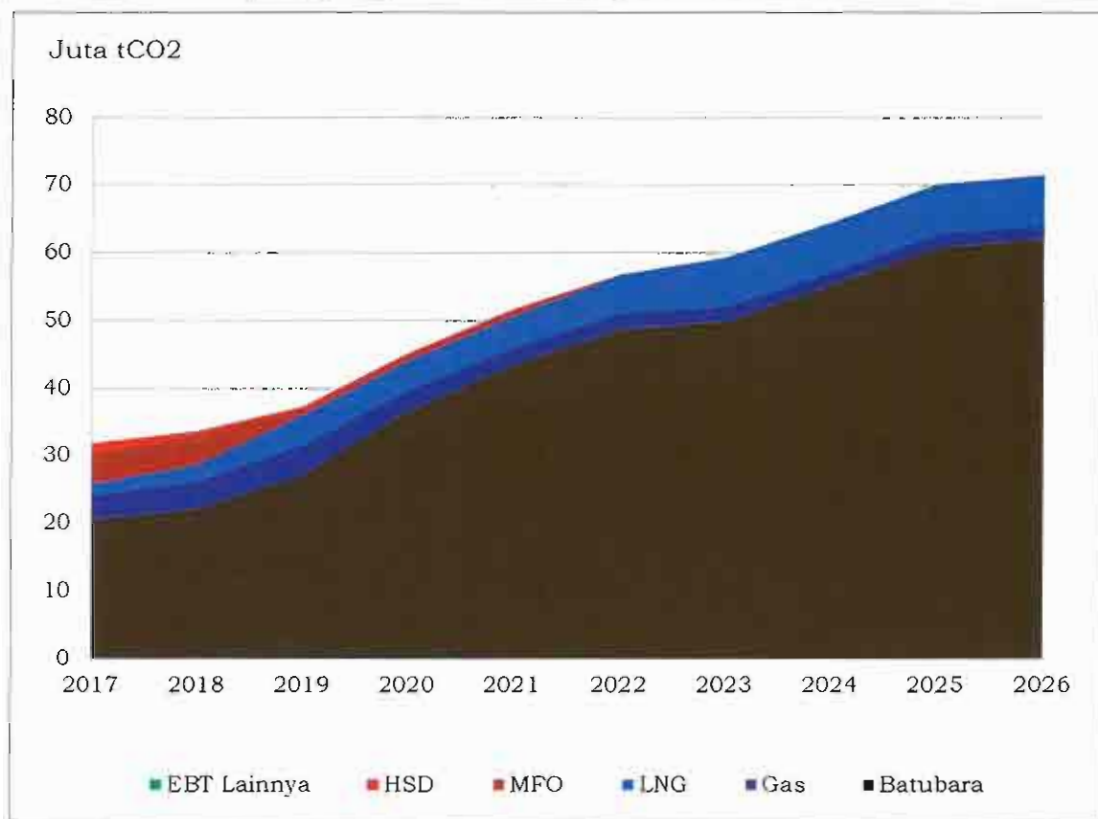
6.7.2 Emisi GRK Regional Sumatera

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Sumatera diperlihatkan pada Tabel 6.78 dan Gambar 6.11. Emisi diproyeksikan akan naik 2 kali lipat dari 31,9 juta ton pada tahun 2017 menjadi 71,6 juta ton pada tahun 2026. Faktor

emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,698 tonCO₂/MWh pada tahun 2017 dan akan meningkat menjadi 0,691 tonCO₂/MWh pada tahun 2021 karena banyak PLTU batubara yang beroperasi dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, namun selanjutnya akan membaik menjadi 0,608 tonCO₂/MWh pada tahun 2026 karena kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, air dan sumber EBT lainnya.

Tabel 6.78 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sumatera)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	5.2	6.5	8.8	7.4	7.2	8.1	9.4	9.2	9.4	9.3
4	BBM :										
	HSD	1.5	0.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	MFO	4.5	4.3	1.0	1.0	0.9	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	20.7	22.3	27.3	36.7	43.5	48.8	50.0	55.4	60.8	62.2
6	EBT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Jumlah	31.9	33.7	37.3	45.2	51.7	56.9	59.4	64.6	70.2	71.6



Gambar 6.11 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar pada Regional Sumatera

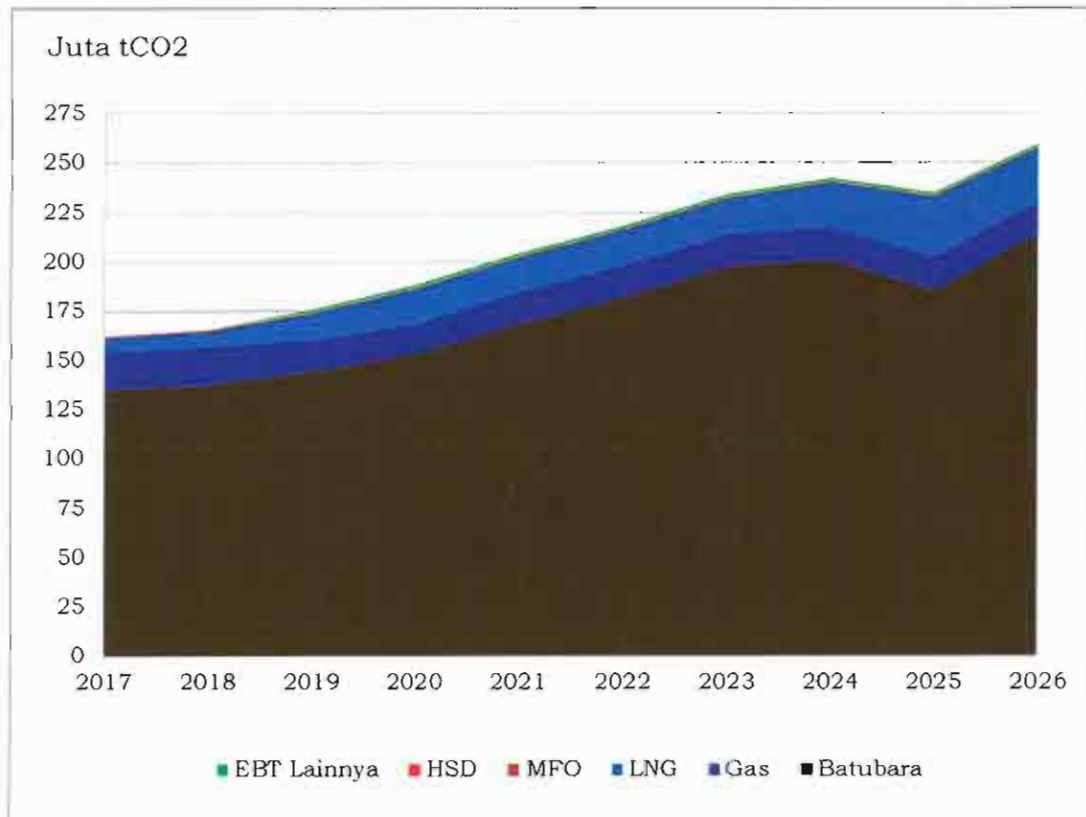
6.7.3 Emisi GRK Jawa-Bali

Proyeksi emisi GRK di regional Jawa Bali diperlihatkan pada Tabel 6.79 dan Gambar 6.12. Emisi akan meningkat 1,6 kali lipat dari 162 juta ton pada tahun 2016 menjadi 259 juta ton pada tahun 2026. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,843 tonCO₂/MWh pada tahun 2016 menjadi 0,702 tonCO₂/MWh pada tahun 2026 karena kontribusi positif dari

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

Tabel 6.79 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Jawa-Bali)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	26.7	27.1	29.2	32.7	33.8	34.0	34.4	39.1	47.3	43.1
4	BBM :										
	HSD	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
	MFO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	135.0	137.9	144.7	153.6	168.4	182.2	197.9	201.2	185.6	214.4
6	EBT	-	0.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
	Jumlah	162.4	165.7	176.0	188.3	204.2	218.3	234.3	242.5	235.0	259.6



Gambar 6.12 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Jawa Bali

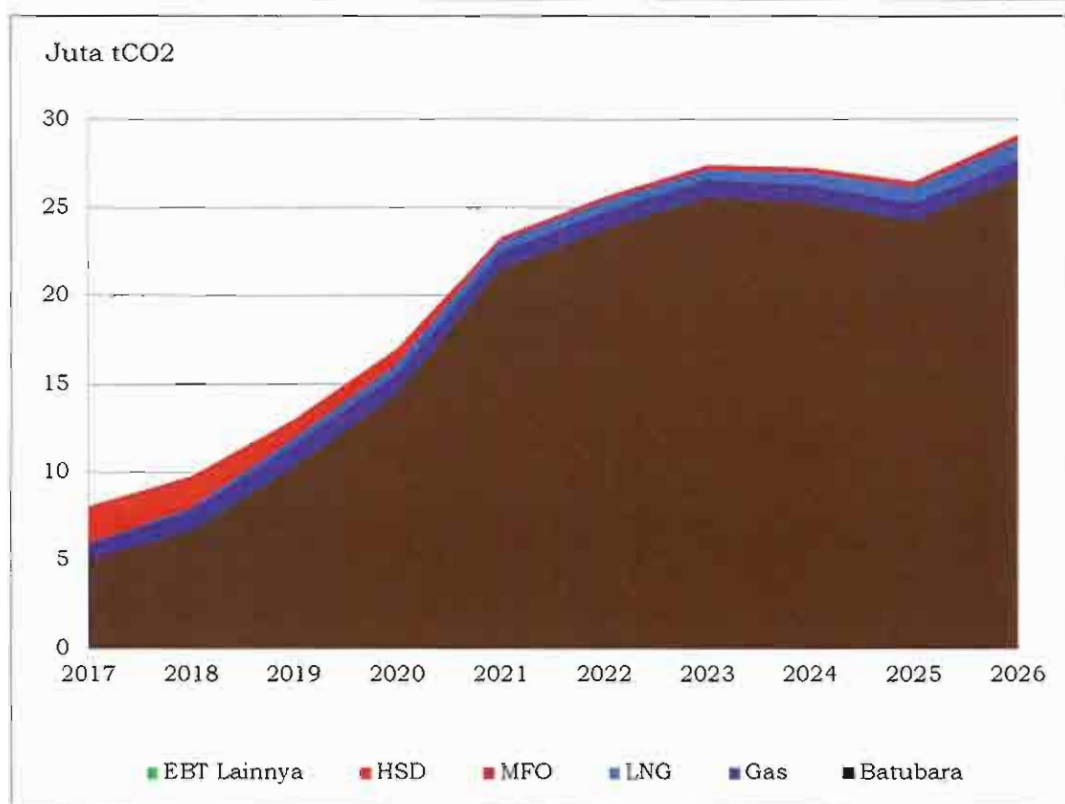
6.7.4 Emisi GRK Regional Kalimantan

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di Kalimantan diperlihatkan pada Gambar 6.13. Emisi diproyeksikan meningkat 3,6 kali lipat dari 8 juta ton pada tahun 2017 menjadi 29 juta ton pada tahun 2026 seperti pada Tabel 6.80. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,760tonCO₂/MWh pada tahun 2017 menjadi 1,244 tonCO₂/MWh pada tahun 2022 dengan masuknya PLTU batubara dikarenakan potensi pemanfaatan batubara yang dominan sebagai sumber energi primer dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,999 tonCO₂/MWh pada tahun 2026 dengan masuknya PLTA. Faktor emisi

diharapkan akan membaik melalui kontribusi positif dari pemanfaatan gas, tenaga air dan EBT lainnya di Kalimantan.

Tabel 6.80 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Kalimantan)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	0.9	1.3	1.6	1.7	1.5	1.6	1.5	1.7	1.9	2.0
4	BEM :										
	HSD	2.0	1.7	1.0	0.8	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
	MFO	0.1	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	5.1	6.7	10.3	14.4	21.6	23.8	25.6	25.3	24.3	26.8
6	EBT										
	Jumlah	8.1	9.8	13.0	17.0	23.3	25.6	27.4	27.3	26.5	29.1



Gambar 6.13 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Kalimantan

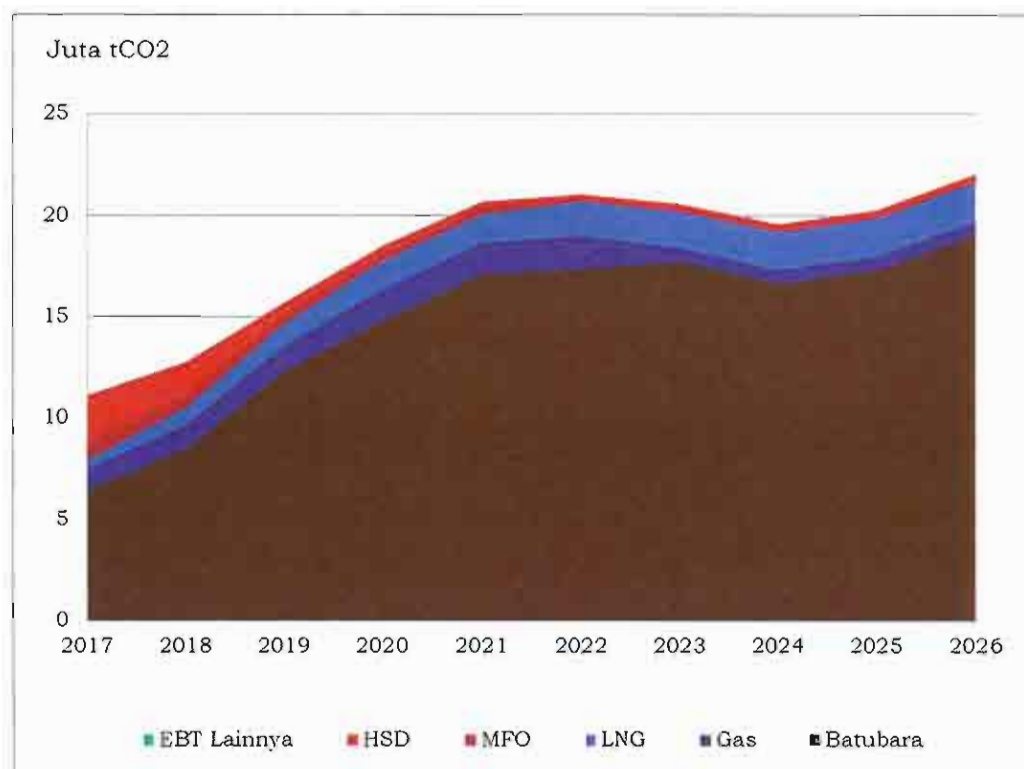
6.7.5 Emisi GRK Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara diperlihatkan pada Gambar 6.14. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 2 kali lipat dari 11 juta ton pada tahun 2017 menjadi 22 juta ton pada tahun 2026 seperti pada Tabel 6.81. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,760 tonCO₂/MWh pada tahun 2017 menjadi 0,850 tonCO₂/MWh pada tahun 2021 dengan masuknya PLTU batubara dan terlambatnya pengembangan PLTP dan PLTA, dan selanjutnya akan menurun menjadi 0,591 tonCO₂/MWh pada tahun 2026. Faktor emisi yang membaik ini

disebabkan oleh kontribusi positif dari pemanfaatan gas, panas bumi, tenaga air dan EBT lainnya.

Tabel 6.81 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Sulawesi dan Nusa Tenggara)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Blodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	1.5	2.0	2.4	2.9	2.9	3.3	2.5	2.6	2.6	2.6
4	BBM :										
	HSD	2.3	1.6	0.5	0.4	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
	MFO	0.9	0.6	0.5	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	6.5	8.5	12.3	14.8	17.1	17.4	17.8	16.6	17.3	19.1
6	EBT										
	Jumlah	11.1	12.8	15.7	18.5	20.7	21.0	20.6	19.6	20.3	22.1



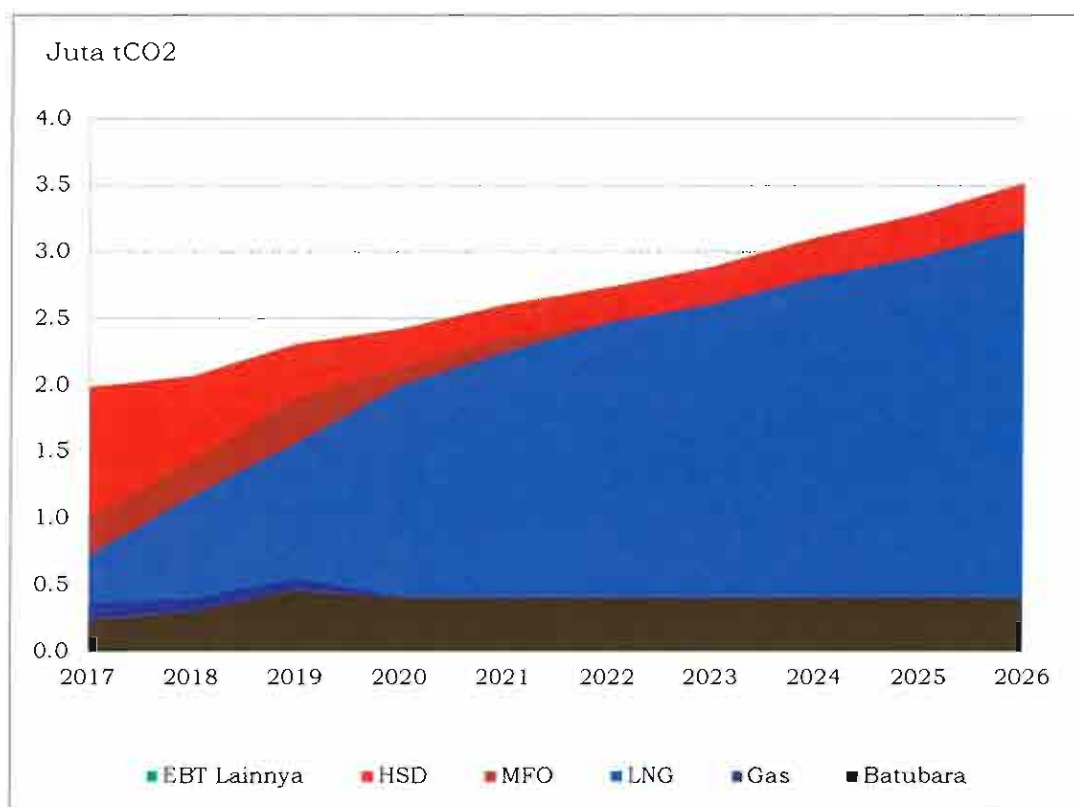
Gambar 6.14 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

6.7.6 Emisi GRK Regional Maluku dan Papua

Proyeksi emisi GRK dari pembangkitan listrik di regional Maluku dan Papua diperlihatkan pada Gambar 6.15. Emisi diproyeksikan meningkat sebesar 3,6 kali dari 2 juta ton pada tahun 2017 menjadi 7,3 juta ton pada tahun 2026 seperti pada Tabel 6.82. Faktor emisi sistem ketenagalistrikan akan meningkat dari 0,661tonCO₂/MWh pada tahun 2017 menjadi 0,956 tonCO₂/MWh pada tahun 2026 dengan masuknya beberapa proyek PLTU batubara.

Tabel 6.82 Tabel Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar (Maluku dan Papua)

No.	Jenis Bahan Bakar	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	Biodiesel										
2	Biomassa										
3	Gas	0.5	0.9	1.1	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8
4	BBM :										
	HSD	1.0	0.6	0.4	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
	MFO	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	-	-	-	-	-
	IDO										
	HFO										
5	Batubara	0.2	0.3	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
6	EBT										
	Jumlah	2.0	2.1	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.1	3.3	3.5



Gambar 6.15 Emisi GRK per Jenis Bahan Bakar Regional Maluku dan Papua

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 beberapa 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. PERENCANAAN JARINGAN TRANSMISI DAN GARDU INDUK

Pada periode tahun 2017-2026 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 2026 diproyeksikan sebesar 164,7 ribu MVA untuk pengembangan gardu induk serta 67,4 ribu kms pengembangan jaringan transmisi dengan perincian pada Tabel 6.83 dan Tabel 6.84. Dari tabel tersebut terlihat bahwa ada penambahan fasilitas yang sangat besar pada tahun 2017-2019, 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 6.83 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Transmisi
Indonesia (kms)**

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC	9	719	2,663	432	1,280	254	720	66	1,372	60	7,575
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	1,100	-	-	1,100
275 kV	2,237	621	886	400	1,572	1,180	190	795	-	320	8,201
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	10,371	11,011	9,601	4,714	2,500	3,186	3,699	605	1,719	1,044	48,450
70 kV	1,480	331	261	140	-	-	90	-	-	-	2,301
JUMLAH	14,097	12,681	13,410	5,686	5,352	4,620	4,699	2,566	3,091	1,424	67,627

Tabel 6.84 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Indonesia (MVA)

TRAFO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/275 kV	-	-	1,500	-	750	-	1,000	-	-	-	3,250
500/150 kV	5,337	13,002	10,000	4,000	-	-	1,000	-	4,500	-	37,839
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	6,000	-	-	6,000
275/150 kV	5,340	3,250	3,680	1,000	3,200	1,500	250	1,270	750	500	20,740
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	1,100	220	92	120	-	-	-	-	-	-	1,532
150/20 kV	15,690	17,550	14,380	8,180	5,720	6,110	6,670	5,820	7,840	5,570	93,530
70/20 kV	730	530	160	200	90	120	60	270	90	90	2,340
JUMLAH	28,197	34,552	29,812	13,500	9,760	7,730	8,980	13,360	13,180	6,160	165,231

6.9.1. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sumatera

Pada sistem Sumatera akan dibangun transmisi *back-bone* 500 kV pada koridor timur. Pusat-pusat pembangkit skala besar dan pusat-pusat beban yang besar di Sumatera akan tersambung ke *back-bone* 500 kV. Transmisi ini juga akan mentransfer tenaga listrik dari pembangkit listrik di daerah yang banyak sumber energi primer murah (Sumsel, Jambi dan Riau) ke daerah pusat beban yang memiliki sumber energi primer terbatas (Sumbagut). Selain itu transmisi 500 kV juga dikembangkan di Sumatera Selatan sebagai penghubung ke stasiun konverter transmisi HVDC yang akan menghubungkan sistem Sumatera dan sistem Jawa Bali. Pengembangan transmisi sistem Sumatera sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.16.



Gambar 6 16 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Sumatera Tahun 2017-2026

Rencana pengembangan sistem transmisi dalam RUPTL 2017-2026 akan menyesuaikan dengan topologi jaringan yaitu sistem interkoneksi 275 kV di koridor barat dan 500 kV di koridor timur Sumatera. Pengembangan juga dilakukan untuk menyambungkan pembangkit baru ke sistem Sumatera, memenuhi pertumbuhan beban dan program *dedieselisasi* dalam bentuk pembangunan gardu induk dan penambahan kapasitas trafo di gardu induk 150 kV dan 70 kV. Pengembangan untuk meningkatkan keandalan dan *debottlenecking* juga dilakukan, antara lain rencana pembangunan *ring* 275 kV Medan yaitu transmisi 275 kV Galang - Medan Timur - Medan Barat - Pangkalan Susu, serta rekonduktoring beberapa ruas transmisi di sistem Sumbagut dan Sumbagsel. Rencana interkoneksi 275 kV di Sumatera yang saat ini sudah dalam tahap pembangunan diprogramkan untuk terlaksana seluruhnya pada tahun 2018.

Rencana pengembangan sistem penyaluran di Sumatera hingga tahun 2026 seperti ditunjukkan pada Tabel 6.85 dan Tabel 6.86.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sumatera antara lain:

- Pembangunan transmisi baru 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV terkait dengan proyek pembangkit.
- Pengembangan transmisi 70 kV dan 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 GITET Garuda Sakti menjadi GITET Perawang karena sulitnya pembebasan satu lahan di daerah Garuda Sakti. Di lokasi Perawang juga direncanakan akan dibangun GITET 275kV, GITET 500 kV.
- 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 *backbone* interkoneksi Sumatera koridor Barat. Saat ini pekerjaan jalur *backbone* ini sudah dalam tahap konstruksi, dan akan beroperasi secara keseluruhan di tahun 2017.
- Proyek transmisi 500 kV mulai dari New Aur Duri - Peranap - Perawang - Rantau Parapat - Galang, sebagai tulang punggung interkoneksi Sumatera koridor timur yang akan mengevakuasi daya dari Sumatera bagian selatan yang banyak sumber energi primer ke pusat beban terbesar di Sumatera bagian utara. Interkoneksi 500 kV ini akan dapat beroperasi secara bertahap mulai tahun 2019 sampai dengan tahun 2021. Sementara itu ruas transmisi 500 kV dari Muara Enim ke Aur Duri ditargetkan dapat

beroperasi mulai tahun 2023. 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 mendukung transmisi 275 kV Pangkalan Susu-Binjai.
- Untuk memperkuat pasokan dan meningkatkan keandalan sistem Palembang maka direncanakan transmisi 275 kV Betung – Palembang Utara dengan target operasi pada tahun 2019, dan transmisi 275 kV Sumsel 6 – Palembang Tenggara dengan target operasi tahun 2021.
- 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 2017-2019, dimaksudkan untuk perkuatan kota Palembang.
 2. Untuk perkuatan kota Medan yaitu pembangunan *underground cable* GI Helvetia - Kota Medan - GIS Batu Gingging – GIS Listrik dengan target COD tahun 2020.
 3. Untuk perkuatan kota Pekanbaru diperlukan pembangunan GIS di dalam kota. Lokasi dan konfigurasi GIS kota tersebut akan dilakukan kajian lebih lanjut.
 4. New Taraha-Teluk Betung, yang direncanakan beroperasi ditahun 2021.
- Mempercepat interkoneksi 150 kV Sumatera-Bangka melalui kabel laut. Tujuan interkoneksi adalah untuk memenuhi kebutuhan listrik di pulau Bangka, menurunkan biaya produksi dan meningkatkan keandalan sistem. Interkoneksi dengan kabel laut ini diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2021.
- Sehubungan dengan tingginya potensi pertumbuhan beban di pulau-pulau sekitar Provinsi Riau, maka direncanakan pembangunan transmisi dan kabel laut dari sistem Sumatera ke pulau Bengkalis dan Selat Panjang, yang direncanakan beroperasi pada tahun 2019.

Tabel 6.85 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sumatera (kms)

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC	-	-	780	-	1,220	200	600	-	100	-	2,900
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 kV	2,234	621	886	350	1,292	180	190	-	-	320	6,073
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150 kV	4,647	1,495	1,657	1,311	1,148	926	862	139	730	659	13,574
70 kV	220	241	70	-	-	-	-	-	-	-	531
JUMLAH	7,101	2,357	3,393	1,661	3,660	1,306	1,652	139	830	979	23,077

Tabel 6.86 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Wilayah Sumatera (MVA)

TRAFO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/275 kV	-	-	1,500	-	750	-	1,000	-	-	500	3,750
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	5,250	3,250	3,500	1,000	3,000	500	250	1,000	750	500	19,000
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100
150/20 kV	3,690	4,050	2,130	1,800	1,320	1,390	1,960	1,690	2,290	1,990	22,310
70/20 kV	210	180	90	120	30	90	30	120	60	30	960
JUMLAH	9,250	7,480	7,220	2,920	5,100	1,980	3,240	2,810	3,100	3,020	46,120

6.9.2. Pengembangan Sistem Penyaluran Jawa-Bali

Pengembangan sistem transmisi di Sistem Jawa Bali secara umum terbagi menjadi 3 (tiga) kriteria yaitu evakuasi, penjualan dan keandalan.

1. Kriteria evakuasi dimaksudkan untuk mengirimkan daya dari pembangkit-pembangkit baru maupun ekspansi, baik yang terkoneksi ke sistem 500 kV maupun ke sistem 150 kV. Selain itu, perkuatan *backbone* di Sistem Jawa Bali juga termasuk pada kriteria ini, fungsinya adalah meningkatkan kekuatan dari sistem baik kekuatan statik maupun dinamik. Kriteria evakuasi ini juga berfungsi untuk mengirimkan daya dari *backbone* ke sistem dengan level tegangan lebih rendah yang biasanya berlokasi di sekitar pusat beban.
2. Kriteria penjualan dimaksudkan untuk peningkatan penjualan untuk memenuhi kebutuhan beban. Penentuan lokasi GI baru secara teknis adalah di pusat beban, namun terkadang akan sedikit menjauh dari pusat beban dengan mempertimbangkan kondisi non-teknis. Pengembangan transmisi sebagai koneksi ke GI yang dimaksudkan diatas disesuaikan dengan beberapa aspek lain seperti kesiapan transmisi eksisting, kesiapan GI eksisting serta rencana pengembangan ke depannya.
3. Kriteria keandalan dimaksudkan untuk menjaga atau meningkatkan keandalan penyaluran. Kriteria ini umumnya berupa pengembangan

transmisi terkait *looping* antar-subsistem, peningkatan kapasitas transmisi (rekonduktoring) agar memenuhi kriteria N-1, maupun pekerjaan pra-syarat dari pekerjaan lain (*workability*).

Pengembangan transmisi 500 kV di sistem Jawa-Bali sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.17. Sedangkan pengembangan transmisi 150 kV di sistem Jawa-Bali dapat dilihat pada lampiran per provinsi (Lampiran B).



Gambar 6 17 Rencana Pengembangan Transmisi Sistem Jawa Bali Tahun 2017-2026

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 atau 150 kV dan mulai akan memanfaatkan ruas transmisi 150 kV eksisting untuk dibangun menjadi transmisi 500 kV di kota-kota besar di Sistem Jawa Bali. Pada beberapa daerah yang memiliki sistem 70 kV, untuk meningkatkan kapasitas aliran daya maka jalur transmisi 70 kV akan dimanfaatkan untuk transmisi 150 kV.

Berdasarkan teknologi instalasi dan konfigurasi kabel tanah (SKTT/SKTET) yang akan mempengaruhi kapasitas arus hantar dari kabel tanah tersebut, maka data SKTT/SKTET yang disampaikan pada lampiran merupakan indikatif awal yang disusun berdasarkan suatu asumsi instalasi dan konfigurasi ideal. Hal tersebut juga berlaku kepada pekerjaan rekonduktoring dimana penyesuaian kapasitas dengan kekuatan dari tower, artinya konduktor baru dalam pekerjaan rekonduktoring akan memiliki berat yang relatif sama dengan konduktor eksisting. Namun, kondisi tower eksisting (dan di sekitar pondasi tower) di Sistem Jawa Bali tidak sama, adapun konduktor yang ditampilkan di lampiran juga merupakan indikatif awal dengan asumsi dari data eksisting yang dimiliki saat penyusunan rencana (belum seluruhnya disurvei detail). Pada Tabel 6.87

dan Tabel 6.88 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di sistem Jawa-Bali.

Tabel 6.87 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Jawa-Bali (kms)

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC	9	719	1,883	432	60	54	120	66	1,272	60	4,675
500 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	1,100	-	-	1,100
150 kV	1,125	3,497	3,870	1,419	580	510	289	170	831	385	12,677
70 kV	-	-	-	43	-	-	-	-	-	-	43
JUMLAH	1,134	4,216	5,753	1,894	640	564	409	1,336	2,103	445	18,494

Tabel 6.88 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Jawa-Bali (MVA)

TRAFO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/150 kV	5,337	13,002	10,000	4,000	-	-	1,000	-	4,500	-	37,839
500/150 kV DC	0	0	0	0	0	0	0	6,000	0	0	6,000
150/70 kV	400	100	-	-	-	-	-	-	-	-	500
150/20 kV	8,550	9,780	10,300	4,870	3,140	3,400	3,400	3,020	4,720	2,560	53,740
70/20 kV	140	60	-	30	30	-	-	-	-	-	260
JUMLAH	14,427	22,942	20,300	8,900	3,170	3,400	4,400	9,020	9,220	2,560	98,339

Dari Tabel 6.87 terlihat bahwa pengembangan transmisi 500 kV untuk mengevakuasi daya terkait dengan program percepatan pembangkit juga dimaksudkan untuk perkuatan *backbone* di sistem Jawa Bali, karena hingga tahun 2026 tegangan tertinggi yang akan menjadi *backbone* sistem adalah transmisi 500 kV.

Transmisi 500 kV DC pada Tabel 6.87 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. Program pemasangan trafo-trafo 150/70 kV dan 70/20 kV pada tabel tersebut juga hanya merupakan relokasi trafo-trafo di Jawa Barat dan Jawa Timur yang telah dilakukan *uprating* sebelumnya.

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%. Pemanfaatan SKTT sudah menjadi umum khususnya untuk daerah Jabodetabek dan kota-kota besar lainnya di sistem Jawa Bali.

Regional Jawa Bagian Barat

- Ruas SUTET Kembangan – Durikosambi - Muara Karang – Priok – Muara Tawar beserta GITET Durkosambi, GITET Muara Karang, GITET Priok dan IBT Muara Tawar yang membentuk *looping* SUTET jalur utara Jakarta sangat diperlukan, selain untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi sistem Jakarta, juga dimaksudkan untuk membagi pasokan beban-beban di sisi utara Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET di sisi selatan Jakarta. Secara ekonomis *looping* utara Jakarta beserta GITET terkaitnya akan mengurangi ketergantungan sistem Jakarta ke pembangkit gas yang saat ini beroperasi *must run*.
- Ruas SUTET 500 kV yang harus segera dilakukan perkuatan untuk evakuasi rencana PLTU di Barat Laut Jawa adalah penyelesaian SUTET Suralaya Lama – Suralaya Baru sirkit 2, pembangunan SUTET Balaraja – Durikosambi, pembangunan SUTET/SKTET PLTU Jawa-7 – Lontar – PIK dan rekonduktoring SUTET Suralaya Lama – Balaraja – Lengkong. Opsi untuk mengubah *tower* 1 sirkit eksisting menjadi *tower* 2 sirkit tetap menjadi pertimbangan jika pengembangan pembangkit skala besar dilakukan di barat laut Jawa.
- Ruas SUTET yang harus dilakukan untuk peningkatan keandalan dan normalisasi SUTET “segi empat” Muara Tawar – Bekasi – Cawang – Cibinong adalah pembangunan GITET *Switching* Bekasi, ekstensi GITET Bekasi serta ruas SUTET baru yang akan menelusuri Banjir Kanal Timur. Sehingga konfigurasi final dari transmisinya adalah “*double p*” pada ke empat GITET tersebut.
- GITET beserta *incomer* SUTET terkait GITET Cikupa dimaksudkan untuk memasok daerah industri Tangerang yang saat ini dipasok oleh GITET Balaraja, sedangkan GITET beserta *incomer* SUTET terkait GITET Lengkong dimaksudkan untuk memasok daerah perumahan yang berkembang di Tangerang Selatan.
- GITET beserta SUTET terkait Cawang Baru II juga segera diselesaikan terkait kebutuhan beban untuk memasok pusat perkantoran di Jakarta yang saat ini dipasok dari GITET Cawang.

Regional Jawa Bagian Tengah

- Terkait peningkatan pasokan ke pusat industri di Bekasi, Cikarang, Karawang dan sekitarnya terdapat 3 GITET baru yang sudah dalam progres pekerjaan yaitu GITET Tambun untuk memasok kawasan Industri

di sekitar Tambun, GITET Deltamas untuk memasok kawasan industri di sisi selatan Karawang dan GITET Sukatani untuk memasok kawasan industri di sisi utara Karawang.

- Perkuatan hilir dari koridor utara adalah pembangunan sirkit ke 2-3 Mandirancan-Bandung Selatan (modifikasi *tower* 1 sirkit menjadi 2 sirkit) dan Bandung Selatan – *Incomer* (Tasik – Depok).
- Rencana pembangunan SUTET 500 kV baru adalah ruas SUTET dari Tanjung Jati B - Pemalang - Indramayu – Tx. Mandirancan (dengan mitigasi koneksi ke GITET Mandirancan) - Cibatuh Baru/Delta Mas, atau yang dikenal dengan *Central West Java Transmission Line*. *Central West Java Transmission Line* selain berfungsi untuk evakuasi pembangkit skala besar PLTU Jawa-4, PLTU Jawa Tengah (Batang), PLTU Jawa-3 dan PLTU Indramayu dimaksudkan untuk memperkuat *backbone* Sistem Jawa Bali dengan menambah koridor baru yang saat ini terdapat 2 koridor, yaitu koridor utara (Ungaran – Mandirancan) dan koridor selatan (Pedan – Tasik). Panjangnya ruas SUTET ini sudah diberikan opsi mitigasi jangka menengah yaitu pembangunan SUTET Ungaran - Pedan untuk evakuasi pembangkit skala besar melalui koridor selatan, koneksi sementara ke GITET Mandirancan untuk evakuasi melalui SUTET eksisting Mandirancan – Bandung Selatan, serta perkuatan jalur pantura 150 kV untuk evakuasi daya melalui sistem 150 kV Jawa Tengah ke Jawa Barat.
- Percepatan GITET Ubrug dilakukan sebagai peningkatan keandalan di Bogor.
- Untuk meningkatkan pasokan di Jawa Tengah bagian selatan, dibutuhkan GITET Ampel untuk memasok sebagian beban yang saat ini dipasok oleh GITET Pedan.

Regional Jawa Bagian Timur dan Bali

- Peningkatan pasokan ke kota Surabaya, Sidoarjo dan sekitarnya dengan pembangunan GITET Waru (yang sebelumnya adalah GITET Tandes, namun kurang layak jika dibandingkan GITET Waru) serta penyelesaian GITET Surabaya Selatan. Opsi pemanfaatan *Underground Cable* 500 kV akan dimanfaatkan untuk transmisi terkait GITET Surabaya Selatan karena kondisi daerah yang tidak mengizinkan adanya *tower* transmisi seperti sebagian ruas yang akan melalui Bandara Juanda, Surabaya.
- Pasokan ke kota Malang melalui GITET Bangil serta kawasan industri di Mojokerto melalui GITET Trowulan.

- Transmisi 500 kV Paiton – Antosari atau yang dikenal dengan *Jawa Bali Crossing* dimaksudkan untuk antisipasi beban di Pulau Bali dengan pasokan energi murah dari pembangkit-pembangkit skala besar di Sistem Jawa. Pembangunan transmisi ini juga untuk mendukung visi *clean and green* dari pemerintah Bali, dimana pembangunan pembangkit di Bali akan diutamakan menggunakan energi baru dan terbarukan (EBT).
- 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. Khusus GITET Ubrug dan GITET Lontar sudah dipercepat karena terkait dengan rencana pengembangan transmisi yang lain.
- Transmisi 500 kV *looping* Tambaklorok – Tanjung Jati – Rembang - Tanjung Awar-Awar – Gresik merupakan transmisi *looping* Jawa Tengah - Jawa Timur yang berfungsi untuk memperkuat sistem.

6.9.3. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Kalimantan

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

Untuk menghubungkan sistem Kalbar dengan sistem Kalselteng, akan dibangun transmisi 150 kV untuk meningkatkan keandalan pasokan. Dalam jangka panjang, sistem kelistrikan se-Kalimantan direncanakan akan terhubung menjadi satu yaitu *Grid Borneo* sebagai *backbone* interkoneksi Sistem Kalimantan. Diperlukan studi lebih lanjut terkait rencana tegangan, kapasitas dan jalur transmisi yang akan digunakan untuk *Grid Borneo* tersebut.

Sebagai penghubung antar sistem (*backbone*) termasuk *cross-border interconnection* dengan Malaysia (Sabah dan Serawak), direncanakan pembangunan transmisi tegangan ekstra tinggi (EHV).

Rencana pengembangan sistem transmisi di Kalimantan sebagaimana terlihat pada Tabel 6.89, Tabel 6.90 dan Gambar 6.18.

Tabel 6.89 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Kalimantan (kms)

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC										-	-
500 kV DC											-
275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC											-
150 kV	1,695	3,006	2,136	986	540	470	1,500	110	138	30	10,611
70 kV										-	-
JUMLAH	1,695	3,006	2,136	986	540	470	1,500	110	138	30	10,611

Tabel 6.90 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Kalimantan (MVA)

TRAF0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/20 kV	1,190	1,730	660	830	750	720	750	240	540	180	7,590
70/20 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JUMLAH	1,190	1,730	660	830	750	720	750	240	540	180	7,590

**Gambar 6.18 Rencana Pengembangan Transmisi Kalimantan Tahun 2017-2026**

Gambar 6.17 menunjukkan rencana pengembangan transmisi Kalimantan tahun 2017-2026 dan rencana *Grid Borneo* yang masih akan distudi lebih lanjut (jalur pada peta dengan garis biru muda). Khusus untuk rencana PLTU mulut tambang, letak lokasi pada peta hanya merupakan indikasi awal dari lokasi

pembangkit yang kemungkinan dapat berubah sesuai lokasi sumber batubara mulut tambang dan kajian titik koneksi pembangkit ke sistem kelistrikan.

Beberapa proyek transmisi strategis di Sistem Kalimantan antara lain:

- Transmisi interkoneksi 150 kV Kalselteng – Kaltim yang membentang dari Tanjung, Kuaro, Petung hingga Karangjoang dan saat ini dalam tahap konstruksi, diharapkan bisa selesai tahun 2017 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 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, sehingga membentuk sistem Kalseltengtimra pada tahun 2019.

6.9.4. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara terdapat beberapa sistem interkoneksi yang cukup besar yaitu sistem Sulbagut, sistem Sulbagsel dan sistem Lombok, dengan menggunakan level tegangan 275 kV, 150 kV dan 70 kV.

Selain itu, masih ada beberapa sistem kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan saat ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem Sumbawa, Flores dan Timor.

Pengembangan transmisi dan gardu induk di Sulawesi dan Nusa Tenggara 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 antarsistem 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 6.91 dan Tabel 6.92 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di regional Sulawesi dan Nusa Tenggara.

Tabel 6.91 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Sulawesi dan Nusa Tenggara (kms)

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC									-	-	-
500 kV DC											
275 kV	3	-	-	50	280	1,000	-	795	-	-	2,128
250 kV DC									-		-
150 kV	2,743	2,827	738	868	212	1,250	416	66	-	-	9,120
70 kV	1,260	90	30	87	-	-	90	-	-	-	1,557
JUMLAH	4,006	2,917	768	1,005	492	2,250	506	861	-	-	12,805

Tabel 6.92 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Sulawesi dan Nusa Tenggara (MVA)

TRAFO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	90	-	180	-	200	1,000	-	270	-	-	1,740
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	480	-	92	60	-	-	-	-	-	-	632
150/20 kV	2,140	1,570	820	620	510	480	450	780	230	690	8,290
70/20 kV	380	230	20	50	30	30	30	60	30	60	920
JUMLAH	3,090	1,800	1,112	730	740	1,510	480	1,110	260	750	11,582

Dalam kurun waktu tahun 2017-2026, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 12.805 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 11.502 MVA.

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 nikel. Makassar dan sekitarnya sebagai pusat beban,

diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. Sedangkan di sisi 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 *backbone*. Rencana pengembangan *backbone* 500 kV akan distudi lebih lanjut.

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 dihubungkan dengan transmisi EHV melalui gardu induk tegangan ekstra tinggi (GITET) Palopo dan Enrekang untuk meningkatkan keandalan, stabilitas sistem dan meningkatkan fleksibilitas 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 dan PLTA 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, 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 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 6.19.



Gambar 6.19 Rencana Pengembangan Transmisi Sulawesi Tahun 2017-2026

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 *backbone* 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 menghubungkan pusat beban di Pulau Muna dan pusat beban di Pulau Buton.
- Transmisi 150 kV Marisa - Moutong - Tolitoli - Leok dan Gorontalo - Bolontio - Leok - Tolitoli serta transmisi 150 kV Tolitoli - Bangkir - Tambu, sehingga membentuk sistem Sulbagut, termasuk rencana interkoneksi ke sistem Palu.

Sistem Interkoneksi Lombok

Saat ini sistem Lombok telah berkembang sampai ke Lombok Timur yaitu setelah transmisi 150 kV Jeranjang – Sengkol – Selong – Pringgabaya selesai dibangun pada tahun 2014. Untuk meningkatkan kemampuan dan keandalan pasokan dari pembangkit PLTU yang sebagian besar berlokasi di Lombok Timur, dikembangkan transmisi 150 kV jalur baru melintas bagian utara pulau Lombok melalui Bayan, sehingga sistem 150 kV Lombok akan membentuk *looping*.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.20.

Beberapa proyek transmisi strategis di Nusa Tenggara 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.



Gambar 6.20 Rencana Pengembangan Transmisi Lombok Tahun 2017-2026

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 dan 150 kV Timor yang membentang dari Bolok di Kupang sampai ke Atapupu. Rencana

pengembangan sistem transmisi di Lombok sebagaimana terlihat pada Gambar 6.21. Pembangunan jaringan 70 kV di Pulau Timor dari Atambua ke Kupang sepanjang sekitar 300 km ditujukan untuk mengurangi pengoperasian PLTD serta memenuhi pertumbuhan kebutuhan listrik.



Gambar 6.21 Rencana Pengembangan Transmisi Timor Tahun 2017-2026

6.9.5. Pengembangan Sistem Penyaluran Regional Maluku dan Papua

Di regional Maluku dan Papua terdapat beberapa sistem kecil yang melayani ibukota Provinsi, Kabupaten dan Kota, dengan menggunakan transmisi tegangan 70 kV dan 150 kV dan saat ini dalam tahap konstruksi yaitu sistem 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 6.93 dan Tabel 6.94 diperlihatkan kebutuhan fisik fasilitas penyaluran dan gardu induk di regional Maluku dan Papua.

Tabel 6.93 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Jaringan Maluku dan Papua (kms)

TRANSMISI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500 kV AC										-	-
500 kV DC											
275 kV										-	-
250 kV DC											-
150 kV		186	1.230	40	20	30	632	150	20	-	2,308
70 kV			161	10						-	171
JUMLAH	-	186	1,391	50	20	30	632	150	20	-	2,479

Tabel 6.94 Rekapitulasi Rencana Pembangunan Gardu Induk Regional Maluku dan Papua (MVA)

TRAFO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	JUMLAH
500/275 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275/150 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
250 kV DC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150/70 kV	120	120		60	-	-	-	-	-	-	300
150/20 kV	150	360	470	90	-	120	110	90	60	150	1,600
70/20 kV		60	50	-	-	-	-	90	-	-	200
JUMLAH	270	540	520	150	-	120	110	180	60	150	2,100

Dalam kurun waktu tahun 2017-2026, panjang transmisi yang akan dibangun mencapai 2.741 kms dan trafo dengan kapasitas total mencapai 2.040 MVA.

Rencana pengembangan sistem transmisi di Ambon-Seram sebagaimana terlihat pada Gambar 6.22. Sedangkan rencana pengembangan sistem transmisi di Jayapura terlihat pada Gambar 6.23.



Gambar 6.22 Rencana Pengembangan Transmisi Ambon Tahun 2017-2026



Gambar 6.23 Rencana Pengembangan Transmisi Jayapura Tahun 2017-2026

Beberapa proyek transmisi strategis di Maluku dan Papua antara lain:

- 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.

6.10. PENGEMBANGAN SISTEM DISTRIBUSI

Rencana pengembangan sistem distribusi di Indonesia dapat dilihat pada Tabel 6.95 - Tabel 6.100. Kebutuhan fisik sistem distribusi sudah mencakup pengembangan jaringan listrik perdesaan serta penambahan pembangkit untuk daerah perdesaan yang tidak memungkinkan dilistriki dari perluasan jaringan distribusi. Pembangkit yang dikembangkan diutamakan pemabangkit energi terbarukan atau pembangkit yang menggunakan sumber daya setempat. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 18,9 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.95 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Indonesia

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	18.772	79.503	76.667	54.475	12.231	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	26.125	22.889	22.921	24.949	23.541	19.641	19.521	19.854	20.280	21.056
Panjang JTR (kms)	26.334	24.376	25.182	25.937	24.605	22.722	22.381	23.010	23.939	25.175
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	4.945	4.812	5.325	5.390	5.555	5.656	6.003	6.158	6.670	6.833
Tambahan Pelanggan	2.972.784	2.855.594	2.266.197	2.258.314	1.747.282	1.487.623	1.406.774	1.299.047	1.278.632	1.291.267

6.10.1 Regional Sumatera

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Regional Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.96. Kebutuhan fisik sistem distribusi Sumatera hingga tahun 2026 adalah sebesar 66 ribu kms jaringan tegangan menengah, 97 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 7,7 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 4,4 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan. Penambahan pembangkit adalah untuk kebutuhan melistriki desa yang sangat terpencil dan tidak ada rencana pengembangan distribusi ke daerah tersebut.

Tabel 6.96 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sumatera

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	2	893	792	3	2	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	4.735	5.164	5.381	7.769	8.347	6.511	6.761	6.966	7.180	7.638
Panjang JTR (kms)	6.349	6.837	7.315	10.369	11.030	9.644	10.206	10.902	11.694	12.756
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	688	618	665	716	725	772	798	859	924	981
Tambahan Pelanggan	687.484	622.985	547.820	531.452	392.603	341.685	328.750	331.287	303.306	316.088

6.10.2 Jawa-Bali

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk Regional Sumatera dapat dilihat pada Tabel 6.97. Kebutuhan fisik sistem distribusi Jawa-Bali hingga tahun 2026 adalah sebesar 78,8 ribu kms jaringan tegangan menengah, 88,2 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 82,7 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk menampung tambahan sekitar 8,9 juta pelanggan dan mempertahankan keandalan.

Tabel 6.97 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Jawa-Bali

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	7.857	7.731	7.338	6.820	6.833	6.870	7.213	7.450	7.486	7.710
Panjang JTR (kms)	9.247	9.017	8.591	7.779	7.822	7.839	8.070	8.184	8.252	8.366
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	2.810	2.891	3.094	3.029	3.111	3.213	3.488	3.475	3.768	3.785
Tambahan Pelanggan	1.450.790	1.486.040	976.541	969.007	732.876	696.587	704.003	642.716	649.121	655.787

6.10.3 Regional Kalimantan

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Kalimantan dapat dilihat pada Tabel 6.98. Kebutuhan fisik sistem distribusi regional Kalimantan hingga tahun 2026 adalah sebesar 27,4 ribu kms jaringan tegangan menengah 21,8 ribu kms jaringan tegangan rendah 2,2 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 1,6 juta pelanggan.

Penambahan pembangkit sekitar 6 MW digunakan untuk daerah-daerah yang isolated sebagai program pengembangan listrik perdesaan.

Tabel 6.98 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Kalimantan

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	-	-	-	2.472	1.879	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	2.456	2.486	2.977	2.887	3.136	2.507	2.670	2.644	2.782	2.861
Panjang JTR (kms)	2.105	2.093	2.173	2.104	2.366	1.990	2.144	2.022	2.111	2.193
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	223	217	230	247	235	190	199	210	226	230
Tambahan Pelanggan	206,016	195,017	204,063	214,426	195,150	117,845	116,528	114,368	115,745	104,573

6.10.4 Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Sulawesi dan Nusa Tenggara dapat dilihat pada Tabel 6.99. Kebutuhan fisik sistem distribusi regional Sulawesi dan Nusa Tenggara hingga tahun 2026 adalah sebesar 41,1 ribu kms jaringan tegangan menengah 21,5 ribu kms jaringan tegangan rendah 18,8 ribu MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 2,9 juta pelanggan.

Tabel 6.99 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Sulawesi dan Nusa Tenggara

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	680	7.660	-	-	-	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	8.722	5.420	5.356	5.728	3.949	2.835	2.316	2.226	2.276	2.277
Panjang JTR (kms)	2.903	2.692	2.627	2.736	2.441	1.908	1.575	1.531	1.562	1.554
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	1.045	999	1.172	1.309	1.368	1.389	1.469	1.562	1.703	1.787
Tambahan Pelanggan	460,425	408,159	395,832	395,160	294,815	235,746	208,919	161,108	163,768	167,710

6.10.5 Regional Maluku dan Papua

Rencana pengembangan sistem distribusi untuk regional Maluku dan Papua dapat dilihat pada Tabel 6.100. Kebutuhan fisik sistem distribusi Wilayah regional Maluku dan Papua hingga tahun 2026 adalah sebesar 12,5 ribu kms jaringan tegangan menengah 20,2 ribu kms jaringan tegangan rendah dan 927 MVA tambahan kebutuhan trafo distribusi. Kebutuhan fisik tersebut diperlukan untuk mempertahankan keandalan serta untuk menampung tambahan sekitar 1 juta pelanggan. Pada daerah-daerah terpencil khususnya di Papua dan Papua Barat yang tidak terdapat rencana pengembangan jaringan distribusi akan dilistriki oleh pembangkit-pembangkit yang direncanakan sebagai program listrik perdesaan.

Tabel 6.100 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi Regional Maluku dan Papua

Uraian	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pembangkit (kW/kWp)	18.090	70.950	75.875	52.000	10.350	-	-	-	-	-
Panjang JTM (kms)	2.355	2.088	1.868	1.745	1.276	918	560	568	557	570
Panjang JTR (kms)	5.730	3.736	4.477	2.948	946	941	387	371	321	306
Kapasitas trafo gardu distribusi (MVA)	179	87	164	89	116	92	50	51	49	51
Tambahan Pelanggan	168,068	143,392	141,940	148,268	131,838	95,759	48,573	49,569	46,693	47,109

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) – Batulicin dengan 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

Program listrik desa akan dilaksanakan dengan pendanaan 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 2017-2026 dan investasinya dapat dilihat pada Tabel 6.101 dan Tabel 6.102.

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 6.101 Rekap Program Listrik Perdesaan Indonesia Tahun 2017-2026

Tahun	Satuan	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
JTM	kms	10,788	13,494	7,803	4,175	4,336	3,652	3,652	3,708	3,706	3,706
JTR	kms	8,907	11,444	7,090	5,294	4,604	3,888	3,888	3,884	3,881	3,881
Trafo	MVA	324	363	217	155	153	148	148	148	149	149
Pembangkit	kW	20,545	82,900	79,063	57,222	5,779	0	0	0	0	0
Jumlah Pelanggan	Ribu Plg	555,227	602,538	481,574	342,589	210,095	318,969	318,969	317,109	314,871	314,871

**Tabel 6.102 Rekap Kebutuhan Investasi Program Listrik Perdesaan
Indonesia Tahun 2017-2026 (Juta Rp)**

Tahun	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
JTM	4,334,582	6,004,452	3,404,107	1,921,790	1,818,122	1,459,402	1,459,402	1,489,550	1,490,255	1,490,255
JTR	1,655,483	2,746,586	2,040,295	1,419,389	978,745	846,548	846,548	845,010	845,595	845,595
Trafo	904,793	1,243,665	811,471	522,543	389,838	339,646	339,646	342,300	342,624	342,624
Pembangkit	709,628	4,839,383	5,596,251	3,172,822	58,821	-	-	-	-	-
Jumlah Biaya	7,604,486	14,834,087	11,852,123	7,036,544	3,245,526	2,645,596	2,645,596	2,676,860	2,678,474	2,678,474

Rekapitulasi kebutuhan fisik dan investasi diatas sudah mencakup kebutuhan untuk program 2.510 desa belum berlistrik. Rincian lokasi 2.510 desa terlihat pada Tabel 6.103 berikut:

Tabel 6.103 Rekap Sebaran Lokasi 2.510 Desa Belum Berlistrik

No.	Provinsi	Jumlah Desa
1	Aceh	11
2	Bengkulu	7
3	Jambi	3
4	Kalimantan Barat	13
5	Kalimantan Selatan	6
6	Kalimantan Tengah	1
7	Kalimantan Utara	6
8	Maluku	12
9	Maluku Utara	1
10	Nusa Tenggara Barat	3
11	Nusa Tenggara Timur	20
12	Papua	2.111
13	Papua Barat	262
14	Riau	1
15	Sulawesi Barat	1
16	Sulawesi Selatan	2
17	Sulawesi Tengah	1
18	Sulawesi Tenggara	11
19	Sumatera Barat	2
20	Sumatera Utara	36
	Total	2.510

6.12. 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 *intermittent*. 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). Untuk daerah-daerah isolated yang sulit dijangkau, diusahakan melistriki dengan sumberdaya setempat atau dari sumber-sumber energy terbarukan seperti matahari, angin, air dan sebagainya.

Upaya jangka pendek pengembangan sistem *isolated* 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.

Kondisi infrastruktur di sebagian besar pulau terluar dan daerah perbatasan Indonesia masih sangat tertinggal. Proses pembangunan yang dilakukan negara masih kurang menyentuh daerah-daerah perbatasan dan pulau-pulau terluar. Dalam hal infrastruktur ketenagalistrikan, sampai saat ini mayoritas penduduk di daerah-daerah tersebut belum menikmati layanan listrik PLN. Untuk mengejar ketertinggalan pembangunan ini Presiden Republik Indonesia Joko Widodo mengeluarkan program Nawa Cita atau 9 Agenda utama program kerja prioritas yang akan dilaksanakan sampai dengan tahun 2019. Program kerja tersebut digagas untuk menunjukkan prioritas jalan perubahan menuju Negara Indonesia yang berdaulat secara politik, mandiri dalam bidang ekonomi dan berkepribadian dalam kebudayaan. Salah satu program Presiden Jokowi seperti yang tercantum dalam Nawa Cita ke- 3 yaitu “Membangun Indonesia dari pinggiran dengan memperkuat daerah-daerah dan desa dalam kerangka negara kesatuan”.

Selaras dengan program pemerintah, PLN telah menyusun program melistriki pulau terluar dan daerah perbatasan dimana direncanakan 90% pulau terluar berpenghuni sudah dialiri listrik PLN pada tahun 2019. Sampai dengan tahun 2019 direncanakan 694 desa dan 137 kecamatan di pulau terluar, pulau terpencil, dan perbatasan yang akan dilistriki PLN. Melalui program ini diharapkan dapat diwujudkan kawasan perbatasan sebagai halaman depan negara yang berdaulat, berdaya saing, dan aman; terwujudnya pusat pertumbuhan ekonomi perbatasan negara berdasarkan karakteristik wilayah, potensi lokal, dan terciptanya peluang pasar negara tetangga yang didukung infrastruktur, transportasi, energi, sumber daya air, dan telekomunikasi; serta terlaksananya aktivitas lintas batas negara yang kondusif dan saling menguntungkan.

- (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 :

- Memenuhi pertumbuhan *demand*.
- Mengurangi sewa pembangkit berbahan bakar minyak.
- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keterlambatan proyek pembangkit atau transmisi.
- Mengatasi kekurangan pasokan daya akibat keluarnya unit pembangkit eksisting baik karena gangguan maupun pemeliharaan.
- Memenuhi *demand* sementara akibat adanya peristiwa besar (nasional atau internasional).
- Melistriki daerah dan masyarakat yang belum mendapatkan pasokan listrik (peningkatan rasio elektrifikasi).

BAB VII

BIAYA POKOK PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Sebagai badan usaha milik negara yang memperoleh tugas untuk menggerakkan roda perekonomian nasional melalui penyediaan tenaga listrik dengan jumlah yang cukup, harga yang wajar dan kualitas yang baik, maka PLN terus berupaya meningkatkan efisiensi, pemilihan teknologi yang tepat, pemanfaatan sumber energi yang murah (air, panas bumi, batubara mulut tambang, gas di mulut sumur) sedemikian sehingga biaya pokok di sisi pembangkitan dijaga agar tidak cenderung naik.

Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya non-bahan bakar (beban pemeliharaan, beban pegawai, beban penyusutan, beban administrasi, dan beban pinjaman). Faktor-faktor yang mempengaruhi proyeksi BPP sangat tergantung pada asumsi makro-ekonomi yang digunakan seperti kurs, inflasi, dan harga energi primer termasuk harga minyak dunia.

Pemerintah telah mengeluarkan kebijakan terkait energi primer untuk industri ketenagalistrikan terutama untuk gas alam dan Energi Baru Terbarukan (EBT). Pemerintah telah mengeluarkan Peraturan Menteri ESDM No. 11/2017 dalam rangka meningkatkan pemanfaatan gas bumi dalam bauran energi untuk pembangkit tenaga listrik dan menjamin ketersediaan pasokan gas bumi dengan harga yang wajar dan kompetitif untuk sektor ketenagalistrikan.

Pengembangan Energi Baru Terbarukan (EBT) harus dilakukan oleh Pemerintah karena cadangan energi fosil (minyak, gas, batu bara) yang makin menipis dan kebutuhan masyarakat pada energi yang ramah lingkungan. Pemerintah berharap harga listrik yang dihasilkan energi baru terbarukan (EBT) terjangkau masyarakat dan harga tenaga listrik yang berdasarkan prinsip usaha yang sehat. Sejalan dengan harga EBT dalam Peraturan Menteri ESDM No. 12/2017, BPP diharapkan lebih rendah dibandingkan jika menggunakan harga EBT dalam peraturan sebelumnya.

Upaya internal PLN untuk mengoptimalkan BPP antara lain menjaga kontinuitas pasokan energi primer dengan harga yang ekonomis melalui pasar domestik dan pasar internasional, memastikan proyek yang direncanakan selesai tepat waktu, efisiensi biaya non bahan bakar, mencari alternatif sumber pendanaan yang murah, dan upaya lain yang juga tetap memperhatikan kesehatan korporasi.

BAB VIII

KEBUTUHAN INVESTASI DAN INDIKASI PENDANAAN

8.1. SUMBER PENDANAAN DAN KEMAMPUAN KEUANGAN PLN

Rencana Investasi dan Sumber Pendanaan

Kebutuhan investasi PLN akan dipenuhi dari berbagai sumber pendanaan, yaitu dana internal, pinjaman, dan Penyertaan Modal Negara (ekuitas). Sumber dana internal berasal dari laba usaha dan penyusutan aktiva tetap, sedangkan dana pinjaman dapat berupa pinjaman luar negeri (*Sub-Loan Agreement* (SLA), *direct lending*), pinjaman Pemerintah melalui rekening dana investasi, obligasi nasional maupun internasional, pinjaman komersial perbankan lainnya, serta hibah luar negeri. Penyertaan Modal Negara dilakukan secara tunai melalui proses penganggaran di APBN atau APBN-P.

Rencana investasi PLN harus ditunjang dengan meningkatnya kemampuan pendanaan sendiri dengan tetap menjaga covenant pinjaman PLN sehingga dapat secara terus menerus mendukung perkembangan penyediaan listrik. Terbatasnya dana internal perusahaan saat ini karena margin yang terbatas. Sedangkan jumlah pinjaman PLN dibatasi oleh *covenant* pinjaman yang disyaratkan oleh *lenders* dan *bond holders*. Kapasitas PLN dalam membuat pinjaman baru dapat ditingkatkan jika pendapatan PLN meningkat melalui peningkatan margin yang ideal.

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, sekaligus juga menunjukkan keberpihakan pemerintah terhadap sektor ketenagalistrikan. Selain sumber pendanaan di atas, alternatif sumber pendanaan lain yang bisa dimanfaatkan sebagai sumber pendanaan pembangunan infrastruktur kelistrikan antara lain: sekuritisasi aset (efek beragun aset), *turnkey project with deferred payment* untuk transmisi dan gardu induk, *limited concession scheme*, dll. Saat ini, PLN sedang menjajaki *limited concession scheme* dan efek beragun aset (EBA) untuk mendapatkan dana segar dari *future cash flow* atas aset untuk membiayai kebutuhan pendanaan proyek-proyek investasi lainnya.

8.2. KEMAMPUAN FINANSIAL KORPORAT UNTUK BERINVESTASI

8.2.1 Kemampuan Finansial Korporat

Selain tantangan pembangunan sarana ketenagalistrikan, penyediaan tenaga listrik saat ini juga dibebani oleh biaya produksi yang tinggi. Pendapatan dari pelanggan dalam 2 tahun terakhir menutupi sekitar 75-80% 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. Oleh karena itu Pemerintah dengan persetujuan DPR harus memberikan margin yang ideal 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 Rp103,3 triliun. Namun selanjutnya subsidi listrik berangsur-angsur menurun hingga hanya sebesar Rp.56,6 triliun pada 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 hanya cukup untuk menutupi biaya operasi, tetapi kurang memadai untuk menunjang investasi pengembangan sistem kelistrikan. Mulai tahun 2009 sampai dengan 2016, Pemerintah mengalokasikan margin kepada PLN untuk mendukung kemampuan investasi PLN. Margin yang ditetapkan pada tahun 2009, 2010, 2011, dan 2012-2016 yaitu sebesar 5%, 8%, 8%, dan 7% per tahun.

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

Untuk memastikan agar pelayanan kepada masyarakat tidak terganggu akibat keterbatasan kemampuan pendanaan PLN, maka diperlukan langkah-langkah

terobosan perubahan model bisnis kerjasama PLN dengan pihak ketiga Non-IPP di sektor ketenagalistrikan. Langkah-langkah ini antara lain memberikan kesempatan kepada pihak ketiga untuk berpartisipasi dalam industri kelistrikan di bidang selain pembangkitan seperti pembangunan transmisi oleh pihak Non-PLN.

Sasaran strategis yang ingin dicapai dalam RUPTL 2017-2026 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 2017-2026, 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.

9.1. PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG

Penggambaran Profil Risiko Jangka Panjang tahun 2017-2026 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 yang sangat besar, jauh di atas kapasitas pendanaan internal PLN maupun Pemerintah. Beberapa penyebab yang mungkin diantaranya adalah keterbatasan kapasitas fiskal Pemerintah dalam hal subsidi listrik, potensi penurunan reputasi PLN/Pemerintah karena terjadinya hambatan pada proyek-proyek PLN dan IPP, meningkatnya biaya pinjaman, peningkatan nilai tukar valas terhadap IDR, dan sebagainya.

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

3. Aspek *Security of Supply*

Pada aspek ini risiko yang paling dominan akan berpengaruh terhadap pencapaian sasaran RUPTL dijelaskan sebagai berikut :

- a. **Risiko keterlambatan penyelesaian proyek PLN dan IPP** masih akan berpotensi terjadi. Potensi penyebab risiko ini diantaranya adalah adanya hambatan pada fase-fase awal (pra konstruksi) seperti pendanaan, perizinan, pembebasan lahan proyek, proses pelelangan, kesalahan desain, isu lingkungan dan sosial. Demikian pula pada fase konstruksi berupa *performance* teknis maupun kemampuan finansial kontraktor.

Mengingat bahwa target tambahan kapasitas per tahun cukup besar (rata-rata sekitar 7.800 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 sedemikian signifikan, maka mitigasi yang harus dilakukan adalah memastikan proses pra-konstruksi dilakukan lebih awal, khususnya untuk mengantisipasi target penyelesaian proyek tahun 2019 yang sangat besar yaitu 19 GW.

- b. **Risiko ketidakselarasan penyelesaian proyek pembangkit dan jaringan.** Sebagaimana diketahui bahwa pembangunan pembangkit (PLN maupun IPP) dan jaringan transmisi dilaksanakan secara terpisah, sejak dari proses pendanaan hingga konstruksinya, sehingga berpotensi terjadi ketidakselarasan yang berdampak pada keterlambatan pengoperasian, dampak finansial berupa *take-or-pay* (TOP) dari IPP, *bottlenecking*, peningkatan BPP, hingga pemadaman.
- 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 ketidaktersediaan 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 pembangkit 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.

9.2. PEMETAAN PROFIL RISIKO JANGKA PANJANG

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.

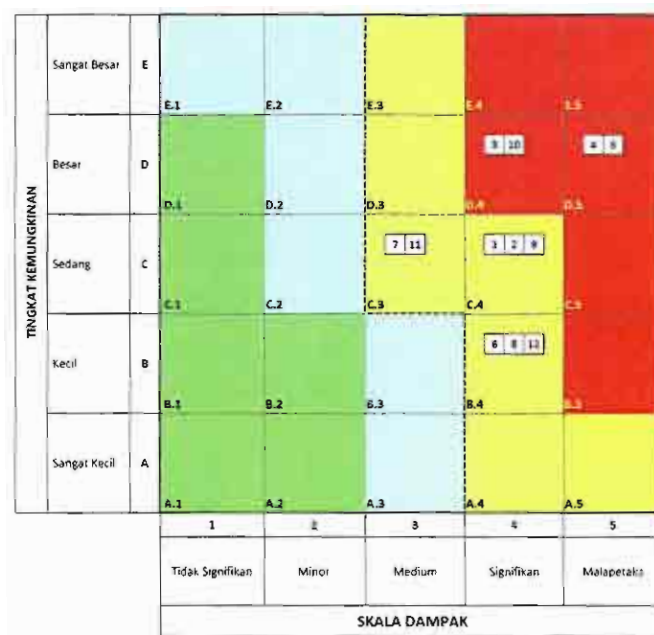
Level risiko tinggi adalah risiko dinilai menghambat pencapaian sasaran, dan mekanisme kontrol yang ada belum cukup mengendalikan risiko tersebut.

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 9.1.



Gambar 9.1 Pemetaan Profil Risiko Jangka Panjang Tahun 2016-2025

9.3. 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.

Dengan menggunakan asumsi pertumbuhan ekonomi sepuluh tahun mendatang rata-rata 6,2% per tahun dan bergerak dari realisasi kebutuhan tenaga listrik tahun 2015 dan 2016, proyeksi penjualan tenaga listrik pada tahun 2026 diperkirakan akan mencapai 483 TWh, atau mengalami pertumbuhan rata-rata 8,3% selama 10 tahun mendatang. Beban puncak pada tahun 2026 diproyeksikan akan mencapai 80 ribu MW. Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik tersebut, diprogramkan pembangunan pembangkit listrik baru untuk periode tahun 2017-2026 sebesar 77,8 GW.

Sejalan dengan pengembangan pembangkit ini, diperlukan pengembangan transmisi sepanjang 67 ribu kms dan penambahan trafo sebesar 165 ribu MVA. Untuk mengantisipasi pertumbuhan penjualan energi listrik untuk periode tahun 2017-2026 diperlukan tambahan jaringan tegangan menengah 221 ribu kms, tegangan rendah 243 ribu kms dan kapasitas trafo distribusi 57 ribu MVA. Komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia diproyeksikan pada tahun 2026 akan menjadi 50,4% batubara, 26,7% gas alam (termasuk LNG), 9,0% panas bumi, 12,3% tenaga air, 0,4% BBM dan 1,1% bahan bakar lainnya (total porsi EBT sebesar 22,4%). Untuk mencapai target bauran energi dari EBT sebesar 25% pada tahun 2025, diperlukan tambahan energi sebesar 23 TWh yang bisa dihasilkan dari PLTN 3 GW atau pembangkit EBT lain sebesar 12 GW. Tingginya porsi bauran energi dari gas sebesar 26,7% 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) 2015 – 2034, Departemen Energi Dan Sumber Daya Mineral, 2015
14. Pidato Sambutan Presiden Republik Indonesia pada Acara Gerakan Menuju Bebas Pemadaman Listrik Bergilir, Mataram, 27 Juli 2010
15. Draft Laporan Studi Penghematan Listrik dan *Load Forecasting*, Konsorsium LEMTEK UI dan Tim Nano UI, November 2012
16. *Proyeksi Penduduk Indonesia 2010 – 2035*, Bappenas, BPS, UN Population Fund, 2012
17. *Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) Provinsi-provinsi di Indonesia 2007-2011*, BPS, 2012
18. *Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia*, BPS, Februari 2013
19. *Pendapatan Nasional Indonesia 2001 – 2005*, BPS, 2008 dan update dari website BPS
20. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2015– 2024*, PT PLN (Persero), 2015
21. *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT PLN (Persero) 2016– 2025*, PT PLN (Persero), 2016
22. *Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2016*, Pusdatin Kementerian ESDM, 2016
23. *Statistik 2010*, PT PLN (Persero), 2011
24. *Statistik 2011*, PT PLN (Persero), 2012
25. *Statistik 2012*, PT PLN (Persero), 2013
26. *Statistik 2013*, PT PLN (Persero), 2014
27. *Statistik 2014*, PT PLN (Persero), 2015
28. *Statistik 2015*, PT PLN (Persero), 2016
29. *Laporan Tahunan 2015*, PT PLN (Persero), 2016
30. *Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006*, Pengkajian Energi UI, 2006
31. *Outlook Energi Indonesia 2014*, DEN, 2014
32. *Outlook Energi Indonesia 2016*, BPPT, 2016
33. *Berita Resmi Statistik*, BPS, Februari 2008
34. *Statistik Indonesia*, Badan Pusat Statistik, Agustus 2012.
35. *Rencana Jangka Panjang Perusahaan 2013 – 2017*, PT PLN (Persero), 2013
36. *Master Plan Study for Geothermal Power Development in the Republic of Indonesia*, WestJec, 2007

37. *Draft Report of Master Plan Study for Hydro Power Development in Indonesia*, Nippon Koei, 2011
38. *Public Private Partnerships Infrastructure Projects Plan in Indonesia 2015*, Bappenas, Jakarta 2015
39. Sistem Informasi Laporan Manajemen, PT PLN (Persero), Agustus 2015
40. Evaluasi Operasi Tahun 2015, PT PLN (Persero) P3B Jawa Bali, 2016
41. Evaluasi Operasi Tahun 2012, PT PLN (Persero) P3B Sumatera, 2013
42. Presentasi Kementerian ESDM, Program Indonesia Terang, 2016
43. Website Kementerian ESDM, Pemerintah Daerah

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 DI PROVINSI ACEH

A1.1. KONDISI SAAT INI

Sistem kelistrikan di Aceh terdiri dari sistem interkoneksi 150 kV Sumut-Aceh dan sistem *isolated* dengan tegangan distribusi 20 kV. Sebagian besar sistem kelistrikan Aceh dipasok oleh sistem interkoneksi 150 kV Sumbagut dan sebagian kecil masih berada di daerah *isolated*. Saat ini daerah yang sudah dipasok sistem interkoneksi 150 kV meliputi pantai Timur Provinsi Aceh serta Meulaboh dan sekitarnya. Sedangkan wilayah pantai barat lainnya dan tengah Aceh serta kepulauannya masih dipasok oleh PLTD berbahan bakar HSD melalui sistem kelistrikan 20 kV. Peta sistem kelistrikan Provinsi Aceh ditunjukkan pada Gambar A1.1.



Gambar A1.1 Peta Sistem Kelistrikan 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) terdapat sewa *genset* untuk mengatasi defisit pada sistem *isolated* tersebut. Sistem *isolated* di luar pulau Sumatera adalah Kota Sabang, Sistem Sinabang (Simeulue) dan sistem kecil lainnya.

Tabel A1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampuu Netto (MW)
1	PLN	PLTD	HSD	150,2	123,1
2	PLN	PLTG	LNG	180,0	180,0
3	PLN	PLTU	BB	220,0	180,0
4	PLN	PLTM	Hyd	7,9	7,9
5	Sewa	PLTD	HSD	43,0	43,0
Total				601,1	534,0

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 8,8%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 325 MW pada tahun 2011 dan menjadi 494 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 8,7%. Komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A1.2.

Tabel A1.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	1.016	1.139	1.166	1.260	1.367	1.510
2	Bisnis	279	268	310	331	337	363
3	Sosial	231	290	269	294	317	351
4	Industri	54	59	70	81	97	107
	Jumlah	1.580	1.755	1.815	1.966	2.119	2.330

A1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017-2026 diberikan pada Tabel A1.3 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 11,7%.

Tabel A1.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4,62	2.678	2.989	543	1.353.214
2018	4,98	2.959	3.296	594	1.388.726
2019	5,53	3.265	3.631	650	1.424.951
2020	5,89	3.870	4.295	762	1.456.586
2021	5,87	4.583	5.077	894	1.487.878
2022	5,85	5.065	5.601	979	1.519.014
2023	5,83	5.572	6.154	1.067	1.547.823
2024	5,82	6.095	6.725	1.158	1.576.349
2025	5,80	6.638	7.369	1.259	1.604.525
2026	5,75	7.223	7.961	1.350	1.632.419
Growth	5,6%	11,7%	11,5%	10,6%	2,1%

A1.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Aceh terdiri dari potensi air, panas bumi, minyak bumi, gas dan batubara. Diperkirakan potensi sumber tenaga air mencapai 1.655 MW yang tersebar di 18 lokasi di wilayah Aceh. Potensi panas bumi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sekitar 1.307 MWe yang tersebar di 19 lokasi. Adapun potensi minyak bumi dan gas bumi yang dimiliki adalah 151 MMSTB dan 6.93 TSCF. Sedangkan potensi batubara di Provinsi Aceh adalah sebesar 451 juta ton¹.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Aceh dengan rincian seperti pada Tabel A1.4.

¹ Sumber : Draft RUKN 2015-2034

Tabel A1.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Siemelue	PLTBn	IPP	5	2017	Rencana
2	Banda Aceh (MPP)	PLTMG	PLN	50	2017	Rencana
3	Krueng Isep	PLTA	IPP	20	2018&2020	Konstruksi
4	Sumbagut-2 Peaker (Arun Ekspansi)	PLTGU	PLN	250	2018	Konstruksi
5	Krueng Isep	PLTM	IPP	10,0	2018	Konstruksi
6	Sabang	PLTMG	PLN	4	2018	Rencana
7	Sinabang-1	PLTMG	PLN	6	2018/2019	Rencana
8	Peusangan 1-2	PLTA	PLN	44&42	2019&2020	Konstruksi
9	Tanjung Semanto	PLTBm	IPP	10	2019	PPA
10	Jaboi (FTP2)	PLTP	IPP	10	2019	PPA
11	Lawe Sikap	PLTM	IPP	7,0	2020	PPA
12	Sabang-2	PLTMG	PLN	12	2020-2022	Rencana
13	Meulaboh (Nagan Raya) #3-4	PLTU	IPP	400	2020	Rencana
14	Meureubo-2	PLTA	IPP	59	2021	Rencana
15	Redelong	PLTA	IPP	17	2021	Rencana
16	Sinabang-2	PLTMG	PLN	12	2021	Rencana
17	Krueng Meriam	PLTA	IPP	48	2022	Rencana
18	Tampur-1	PLTA	IPP	428	2022	Rencana
19	Arun	PLTG	PLN	240	2022	Rencana
20	Kumbih-3	PLTA	PLN	45	2023	Rencana
21	Peusangan-4 (FTP2)	PLTA	IPP	83	2023	Rencana
22	Seulawah Agam (FTP2)	PLTP	IPP	110	2024/2025	Rencana
23	Jambu Aye	PLTA	PLN	160	2025	Rencana
24	Kluet-1	PLTA	IPP	180	2025	Rencana
25	Kluet-2	PLTA	IPP	120	2025	Rencana
26	Lawe Alas	PLTA	PLN	151	2025	Rencana
27	G. Geureudong	PLTP	Unallocated	55	2025	Rencana
28	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	3	2017-2026	Potensi
29	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	56	2017-2026	Potensi
	Jumlah			2.637		

Selain itu juga terdapat potensi tenaga angin yang cukup besar untuk dikembangkan di Provinsi Aceh yang masih memerlukan studi lebih lanjut tentang kelayakan secara operasi dan keekonomiannya.

Untuk sistem *isolated* diprioritaskan akan dibangun PLTM apabila ada potensi tenaga air. Dalam hal tidak tersedia potensi tenaga air maka akan direncanakan pembangunan PLTG/MG *dual fuel*.

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A1.5 dan Tabel A1.6.

Tabel A1.5. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Arun	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
2	Subulussalam	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
3	Kutacane	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
4	Blang Pidie	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
5	PLTU Nagan Raya	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Takengon	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
7	Peusangan-1	150 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
8	Peusangan-2	150 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
9	Bireun	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
10	Arun	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Konstruksi
11	Lhokseumwe	150/20 kV	Uprate	4 LB	2017	Konstruksi
12	Panton Labu	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Konstruksi
13	Idie	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Konstruksi
14	Langsa	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Konstruksi
15	PLTU Nagan Raya	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
16	Langsa	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
17	Tualang Cut	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
18	Panton Labu	150/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
19	MEULABOH	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
20	Semen Indonesia-Aceh	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
21	Krueng Raya	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
22	Banda Aceh	150 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
23	Samalanga	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
24	Calang	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
25	Meulaboh	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
26	Arun	150 kV	Ext	2 TB	2018	Rencana
27	Bireun	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
28	Banda Aceh	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
29	Arun	150/20 kV	Ext	1 TB	2018	Rencana
30	Arun	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
31	Ulee Kareng	150/20 kV	New	60	2019	Committed
32	Tapak Tuan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
33	Blang Pidie	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
34	Sigli	150 kV	Ext	2 TB	2019	Rencana
35	PLTU Nagan Raya	150 kV	Ext	2 TB	2019	Rencana
36	Takengon	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
37	Kuta Cane	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
38	Blang Pidie	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
39	Langsa	150/20 kV	Uprate	60	2019	Rencana
40	Ulee Kareng	150 kV	Ext	2 TB	2020	Rencana
41	Ulee Kareng	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
42	Blang Kjeran	150/20 kV	New	30	2021	Rencana
43	Takengon	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
44	Singkil	150/20 kV	New	30	2021	Rencana
45	Subulussalam	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
46	Meulaboh	150/20 kV	Ext	2 LB	2021	Committed
47	Langsa	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
48	Idie	150/20 kV	Uprate	60	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
49	Kumbih	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
50	Lampisang	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
51	Banda Aceh	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
52	Calang	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
53	Lampisang	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
54	SIGLI	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
55	SAMALANGA	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
56	Lhokseumawe	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
57	Panton Labu	150/20 kV	Ext	4 LB	2025	Rencana
58	Jambu Aye	150/20 kV	New	30	2025	Committed
59	PLTP Seulawah	150/20 kV	New	30	2025	Committed
60	Lawe Alas	150/20 kV	New	30	2025	Rencana
61	PLTU Nagan Raya	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
62	KRUENG RAYA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
63	Jantho	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
64	Calang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
65	Bireun	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
66	Lampisang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
67	Tapak Tuan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
68	Subulussalam	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
69	Blang Kjeran	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
70	Kuta Cane	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
71	Blang Kjeran	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
72	Blang Pidie	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
73	Subulussalam	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				2040		

Tabel A1.6. Rencana Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Arun/New Lhokseumawe	275/150 kV	New	250	2018	Rencana
2	Arun/Lhokseumawe	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
3	Sigli	275/150 kV	New	250	2019	Rencana
4	Nagan Raya	275/150 kV	New	250	2019	Rencana
5	Nagan Raya	275/150 kV	Ext	250	2019	Rencana
6	Sigli	275/150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
7	Ulee Kareng	275/150 kV	New	500	2020	Rencana
8	Langsa	275/150 kV	New	250	2023	Rencana
TOTAL				1750		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A1.7 dan Tabel A1.8.

Tabel A1.7. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sidikalang	Subulussalam	150 kV	2 cct, 1 Hawk	111.2	2017	Konstruksi
2	Brastagi	Kutacane	150 kV	2 cct, 1 Hawk	290	2017	Konstruksi
3	PLTU Meulaboh/Nagan Raya	Blang Pidie	150 kV	2 cct, 2 Hawk	190	2017	Konstruksi
4	Arun	Inc. 2 Pi (Bireun - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	4.2	2017	Rencana
5	Kumbih	Inc. 2 Pi (Sabulussalam-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2023	Plan
6	Bireun	PLTA Peusangan-1	150 kV	2 cct, 2 Hawk	126	2017	Konstruksi
7	PLTA Peusangan-1	PLTA Peusangan-2	150 kV	2 cct, 2 Hawk	14	2017	Konstruksi
8	PLTA Peusangan-2	Takengon	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2017	Konstruksi
9	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Panton Labu (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	41	2017	Konstruksi
10	Panton Labu (rekonduktoring)	Idie (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	41	2017	Konstruksi
11	Idie (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	47.3	2017	Konstruksi
12	Lhokseumawe (rekonduktoring)	Langsa (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	88.3	2017	Konstruksi
13	Arun tx.Inc (rekonduktoring)	Lhokseumawe (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	60	2017	Konstruksi
14	Ulee Kareng	Inc. 2 Phi (B.Aceh-K.Raya)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Rencana
15	Krueng Raya	Banda Aceh	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2018	Rencana
16	Semen Indonesia-Aceh	Inc 2 Phi (Sigli-B.Aceh/Jantho)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2018	Rencana
17	Blang Pidie	Tapak Tuan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130	2019	Rencana
18	Samalanga	Inc. 1 Pi (Bireun - Sigli)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2018	Rencana
19	Takengon	Blang Kjeran	150 kV	2 cct, 2 Hawk	174	2021	Rencana
20	Calang	Meulaboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2018	Rencana
21	Calang	Lampisang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	198	2023	Rencana
22	Subulussalam	Singkil	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2021	Rencana
23	Banda Aceh	Lampisang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2023	Rencana
24	Meulaboh	PLTA Meurebo	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2021	Committed
25	PLTA Peusangan-4	Inc.2 Pi (Sigli-Bireun)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2023	Rencana
26	Tapak Tuan	Subulussalam	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2026	Rencana
27	Panton Labu	Jambu Aye	150 kV	2 cct, 2 Hawk	116	2025	Committed
28	Panton Labu	Inc. 2 Pi (Idi - Lhokseumawe)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2025	Committed
29	PLTP Seulawah	2 Pi Inc. (Sigli - Banda Aceh)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	16	2025	Rencana
30	PLTA Lawe Alas	2 Pi Inc. (Brastagi-Kuta Cane)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2025	Rencana
31	Blangkjeran	Kutacane	150 kV	2 cct, 2 Hawk	100	2025	Rencana
32	Blangkjeran	Blangpidie	150 kV	2 cct, 1 Hawk	148	2025	Rencana
TOTAL					2693		

Tabel A1.8. Rencana Pengembangan Transmisi 275 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Pangkalan Susu	Arun	275 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2018	Rencana
2	Arun	Sigli	275 kV	2 cct, 4 Zebra	332	2019	Rencana
3	Nagan Raya	PLTU Nagan Raya #3,4	275 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2019	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
4	Sigli	Ulee Kareng	275 kV	2 cct, 4 Zebra	130	2020	Rencana
5	Langsa	Inc. 2 Pi (Pangkalan Susu-Arun)	275 kV	2 cct, 4 Zebra	10	2023	Rencana
6	Tampur	Langsa	275 kV	2 cct, 2 Zebra	80	2023	Rencana
TOTAL					932		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026. diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A1.9. dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 78,2 juta pertahun.

Tabel A1.9. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	1.357	758	95	54.986	57,9
2018	-	1.390	752	53	55.857	54,9
2019	-	1.476	774	56	38.042	58,0
2020	-	2.835	1.442	50	39.906	104,3
2021	-	3.198	1.543	51	31.075	116,0
2022	-	2.068	947	52	31.169	76,2
2023	-	2.115	939	49	31.272	77,3
2024	-	2.131	919	50	31.383	77,5
2025	-	2.155	904	50	31.507	78,0
2026	-	2.271	927	51	31.667	81,6
2017-2026	-	20.995	9.904	555	376.864	781,8

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A1.10 dan tabel A1.11.

Tabel A1.10. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	144	208	1.150	10	-	1.389
2018	121	69	910	9	650	451
2019	126	65	800	6	350	492
2020	25	13	200	2	-	85
2021	56	29	100	1	-	190
2022	56	29	100	1	-	190
2023	56	29	100	1	-	190
2024	63	32	400	3	-	246
2025	63	32	400	3	-	246
2026	63	32	400	3	-	246
Total	773	537	4.560	39	1.000	3.725

Tabel A1.11. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	56,7	29,9	0,7	0,0	88
2018	52,3	13	0,6	34,5	101
2019	60,1	9,1	0,5	26,3	96
2020	0,6	2,9	0,1	0,0	4
2021	19,5	7,2	0,1	0,0	8
2022	19,5	7,2	0,1	0,0	8
2023	19,5	7,2	0,1	0,0	8
2024	30	4,5	0,3	0,0	35
2025	30	4,5	0,3	0,0	35
2026	30	4,5	0,3	0,0	35
Total	318,1	90,2	3,0	60,8	418

A1.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A1.12.

Tabel A1.12. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	2.678	2.989	543	55	390	1.035
2018	2.959	3.296	594	277	530	664
2019	3.265	3.631	650	70	1.080	492
2020	3.870	4.295	762	463	560	130
2021	4.583	5.077	894	311	60	314
2022	5.065	5.601	979	757	120	0
2023	5.572	6.154	1.067	128	340	348
2024	6.095	6.725	1.158	55	180	0
2025	6.638	7.369	1.259	721	450	422
2026	7.223	7.961	1.350	0	60	220
Growth/ Jumlah	11,7%	11,5%	10,6%	2.837	3.790	3.625

Sistem kelistrikan di Provinsi Sumatera Utara (Sumut) terdiri dari sistem interkoneksi dengan transmisi 150 kV dan 275 kV dan sistem *isolated* dengan distribusi 20 kV, yaitu sistem *isolated* Pulau Nias / Gunung Sitoli, Teluk Dalam, Pulau Tello dan Pulau Sembilan. Saat ini sistem interkoneksi Sumatera Utara dipasok oleh pembangkit PLN, IPP dan *swap energy* dengan PT. Inalum serta beberapa *excess power* untuk ikut membantu memenuhi kebutuhan beban puncak. Pada kondisi tertentu, saat PLTU Nagas Raya 1&2 operasi penuh, sistem Sumut dibantu transfer daya dari sistem Aceh.

Kondisi pasokan listrik membaik dengan beroperasinya PLTU Pangkalan Susu. Namun pasokan ini tidak terlepas dari tingkat kesiapan pembangkit baik eksisting maupun baru. Peta sistem kelistrikan Provinsi Sumut ditunjukkan pada Gambar A2.1.



Penjualan tenaga listrik di provinsi Sumatera Utara mengalami pertumbuhan sejalan dengan pertumbuhan ekonominya. Kapasitas pembangkit Provinsi Sumut ditunjukkan seperti pada Tabel A2.1

Tabel A2.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTA	Hyd	132,0	122,8
2	PLN	PLTD	HSD	27,1	13,4
3	PLN	PLTG	HSD	203,8	154,0
4	PLN	PLTG	LNG	75,0	75,0
5	PLN	PLTGU	LNG	817,3	644,3
6	PLN	PLTU	BB	670,0	550,0
7	PLN	PLTU	HSD	260,0	154,0
8	IPP	PLTA	Hyd	270,8	270,8
9	IPP	PLTM	Hyd	17,5	11,8
10	IPP	PLTP	GEO	120,0	118,3
11	Sewa	PLTD	HSD	327,0	327,0
12	Sewa	PLTG	HSD	240,0	240,0
13	Excess	PLTA	Hyd	90,0	90,0
14	Excess	PLTD	HSD	50,0	50,0
Total				3300,5	2821,4

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 5,5%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 1.305 MW pada tahun 2011 dan menjadi 1.732 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 5,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A2.2.

Tabel A2.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	3.418	3.814	3.871	4.177	4.504	4.809
2	Bisnis	1.078	1.000	1.031	1.171	1.327	1.447
3	Sosial	682	860	882	828	796	857
4	Industri	2.016	2.135	2.134	2.094	2.076	2.128
	Jumlah	7.194	7.809	7.917	8.271	8.702	9.240

A2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 - 2026 diberikan pada Tabel A2.3 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 11,5%. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani

kebutuhan tenaga listrik bagi 133 puskesmas di 108 Kecamatan yang tersebar di 8 kabupaten di Provinsi Sumatera Utara.

Tabel A2.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,43	10.241	11.352	1.877	3.366.069
2018	5,86	11.012	12.186	2.006	3.456.651
2019	6,49	12.022	13.278	2.177	3.541.098
2020	6,92	13.781	15.193	2.480	3.594.042
2021	6,90	15.831	17.423	2.832	3.657.192
2022	6,88	18.149	19.939	3.227	3.709.169
2023	6,86	20.716	22.736	3.664	3.760.891
2024	6,84	23.396	25.677	4.121	3.812.505
2025	6,81	25.268	27.732	4.432	3.863.966
2026	6,76	27.320	29.984	4.771	3.915.487
Growth	6,6%	11,5%	11,4%	10,9%	1,7%

A2.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik di Provinsi Sumut terdiri dari dari potensi air sekitar 1.242 MW yang tersebar di 14 lokasi, potensi panas bumi sekitar 2.762 MWe yang tersebar di 16 lokasi, potensi minyak bumi yang dimiliki adalah 111 MMSTB dan gas bumi sekitar 1.29 TSCF. Disamping itu Provinsi Sumut juga memiliki potensi Batubara 27 juta ton².

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Utara dengan rincian seperti pada pada Tabel A2.4.

² Sumber : Draft RUKN 2015-2034

Tabel A2.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Pakkat	PLTA	IPP	18	2017	Konstruksi
2	Blankahan	PLTBg	IPP	0,8	2017	Rencana
3	Namosialang	PLTBg	IPP	1,0	2017	Konstruksi
4	Pagar Merbau	PLTBg	IPP	1,0	2017	Konstruksi
5	Medan	PLTGU/M G	IPP	100	2017	Rencana
6	Lae Kombih 3	PLTM	IPP	8,0	2017	Konstruksi
7	MPP Nias	PLTMG	PLN	25	2017	Rencana
8	MPP Sumbagut (Relokasi ke Nias)	PLTMG	PLN	25	2017	Konstruksi
9	Batu Anam	PLTBg	IPP	1,4	2018	Rencana
10	Sidomulyo	PLTBg	IPP	1,4	2018	Rencana
11	Aek Sisira Simandame	PLTM	IPP	4,6	2018	Konstruksi
12	Parluasan	PLTM	IPP	10,0	2018	Konstruksi
13	Rahu 2	PLTM	IPP	6,4	2018	Konstruksi
14	Sei Wampu	PLTM	IPP	9,0	2018	Konstruksi
15	Simbelin-1	PLTM	IPP	6,0	2018	Konstruksi
16	Sarulla I (FTP2)	PLTP	IPP	220&110	2017&2018	Konstruksi
17	Pangkalan Susu #3-4 (FTP2)	PLTU	PLN	400	2018/2019	Konstruksi
18	Sumut-1	PLTU	IPP	300	2018	Konstruksi
19	Bah Karai	PLTA	IPP	12,6	2019	Rencana
20	Hasang (FTP2)	PLTA	IPP	39	2019	Konstruksi
21	Sumbagut-134	PLTGU	IPP	500&300	2019/2020	Rencana
22	Aek Tomuan-1	PLTM	IPP	8,0	2019	PPA
23	Batang Toru	PLTM	IPP	7,5	2019	PPA
24	Batang Toru 3	PLTM	IPP	10,0	2019	PPA
25	Parmonangan	PLTM	IPP	9,0	2019	Konstruksi
26	Raisan Hutadolok	PLTM	IPP	7,0	2019	PPA
27	Raisan Nagatimbul	PLTM	IPP	7,0	2019	PPA
28	Sidikalang 2	PLTM	IPP	7,4	2019	PPA
29	Nias-2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
30	Sorik Marapi (FTP2)	PLTP	IPP	80&160	2019&2026	Konstruksi
31	Aek Silang 2	PLTM	IPP	10,0	2020	PPA
32	Huta Padang	PLTM	IPP	10,0	2020	PPA
33	Asahan III (FTP2)	PLTA	PLN	174	2021/2022	Rencana
34	Batang Toru (Tapsel)	PLTA	IPP	510	2021	PPA
35	Lau Gunung	PLTA	IPP	15,0	2021	Rencana
36	Siborpa	PLTA	IPP	171	2021	Rencana
37	Sidikalang-1	PLTA	IPP	15	2021	Rencana
38	Belawan #3,4	PLTGU	PLN	860	2021&2023	Rencana
39	Aek Sibundong	PLTM	IPP	10,0	2021	PPA
40	Nias-3	PLTMG	PLN	20	2021	Rencana
41	Nias (FTP2)	PLTU	IPP	21	2021	Rencana
42	Sumut-2	PLTU	IPP	600	2021/2022	Rencana
43	Mandoge	PLTA	Unallocated	30	2022	Rencana
44	Sibundong-4	PLTA	IPP	75	2023	Rencana
45	Simanggo-2	PLTA	PLN	90	2023	Rencana
46	Sipoholon Ria-Ria (FTP2)	PLTP	IPP	20	2023	Rencana
47	Sarulla II (FTP2)	PLTP	IPP	220	2025	Rencana

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
48	Simbolon Samosir (FTP2)	PLTP	IPP	110	2025	Rencana
49	Sumatera Pump Storage-1	PS	PLN	1.000	2025	Rencana
50	Nias-4	PLTMG	PLN	30	2026	Rencana
51	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	8,8	2017-2026	Potensi
52	PLTBm (Potensi Tersebar)	PLTBm	IPP	29,9	2017-2026	Potensi
53	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	188,7	2017-2026	Potensi
	Jumlah			6.634		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A2.5 dan Tabel A2.6.

Tabel A2.5. Rencana Pengembangan Transmisi 275 kV dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sarulla	Simangkok	275 kV	2 cct, 2 Zebra	194	2017	Konstruksi
2	Simangkok	Galang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	318	2017	Konstruksi
3	Galang	Binjai	275 kV	2 cct, 2 Zebra	180	2017	Konstruksi
4	Galang	GITET Medan Timur/New Seirotan/Percut	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2019	Rencana
5	GITET Medan Timur/New Seirotan/Percut	PLTGU Sumbagut 3,4	275 kV	2 cct, 4 Zebra	30	2019	Rencana
6	PLTGU Sumbagut-1	PLTGU Sumbagut 3,4	275 kV	2 cct, 4 Zebra	4	2019	Rencana
7	Sarulla/New Pasdang Sidempuan	Rantau Prapat	275 kV	2 cct, 4 Zebra	240	2021	Rencana
8	Rantau Prapat	Perdagangan	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2021	Rencana
9	GITET Medan Timur/New Seirotan/Percut	GITET Medan medan Barat/Helvetia	275 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2019	Rencana
10	GITET Medan medan Barat/Helvetia	Pangkalan Susu	275 kV	2 cct, 4 Zebra	120	2019	Rencana
11	Galang/Medan/Sumut 3	Rantau Prapat/Sumut 1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	440	2021	Rencana
12	PLTA Batang Toru	Inc. 2 Pi (Sarulla-Pd.Sidempuan)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2021	Committed
13	Galang/Medan/Sumut 3	PLTA Pump Storage-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	100	2025	Rencana
TOTAL					2.286		

Tabel A2.6. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	PLTU Sumut-1	PLTU Belawan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	4	2018	Konstruksi
2	Belawan (rekonduktoring)	Payapasar (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x350 mm ²	27,8	2017	Konstruksi
3	Galang	Namurambe	150 kV	2 cct, 2 Zebra	80	2017	Konstruksi
4	Galang	Tanjung Morawa	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2017	Konstruksi
5	Tanjung Pura	Inc. 1 Pi (P.Brandan-Binjai)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	30	2018	Rencana
6	Tele	Pangururan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	26	2017	Konstruksi
7	Galang	Negeri Dolok	150 kV	2 cct, 1 Hawk	66	2017	Konstruksi
8	Padang Sidempuan	Panyabungan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2017	Konstruksi
9	Sibuhuan	Gunung Tua	150 kV	2 cct, 2 Hawk	180	2022	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
10	Sidikalang	Salak	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2017	Konstruksi
11	Dairi	Inc. 1 Pi (Sidikalang-Sabulussalam)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2025	Rencana
12	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Kisaran (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	114,3	2020	Konstruksi
13	Perdagangan (rekonduktoring)	Inc. 2 Pi (Kisaran-K. Tanjung)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	80	2020	Rencana
14	Kuala Tanjung (rekonduktoring)	Tebing Ting(rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	114,3	2020	Konstruksi
15	Tebing Ting(rekonduktoring)	Seirotan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	53,9	2020	Konstruksi
16	Seirotan (rekonduktoring)	Perbaungan (rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	43	2020	Konstruksi
17	Perbaungan (rekonduktoring)	Tebing Ting(rekonduktoring)	150 kV	1 cct, HTLS 1x310 mm ²	43	2020	Konstruksi
18	Pangkalan Brandan (rekonduktoring)	Binjai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	101,6	2017	Konstruksi
19	Rantau prapat	Labuhan Bilik	150 kV	2 cct, 2 Hawk	130	2017	Rencana
20	Helvetia	Inc. 2 Pi (Glugur-Paya Geli)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300 mm ²	20	2018	Rencana
21	Selayang	Inc. 2 Pi (Paya Geli - Namurambe)	150 kV	2 cct, ACSR 1x300 mm ²	4	2018	Rencana
22	Percut/New Seirotan	Inc. 2 Pi (Belawan-Seirotan)	150 kV	2 cct, 4 Zebra	4	2019	Rencana
23	Percut/New Seirotan	Inc. 2 Pi (KIM - Sei Rotan)	150 kV	2 cct, ACSR 2x400 mm ²	4	2019	Rencana
24	Helvetia	Kota I / Petisah	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	10	2020	Rencana
25	Kota I / Petisah	GI/Batu gingging	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	10	2020	Rencana
26	GI/Batu gingging	Listrik	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	5	2020	Rencana
27	Percut/New Seirotan	Pancing	150 kV	2 cct, ACSR 2x400 mm ²	20	2020	Rencana
28	Perbaungan	Kuala Namu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2021	Rencana
29	Pematang Siantar	Tanah Jawa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30	2018	Rencana
30	Tanjung Balai	Kisaran	150 kV	2 cct, 1 Hawk	30	2019	Rencana
31	Parlilitan	Dolok Sanggul	150 kV	2 cct, 1 Hawk	50	2020	Rencana
32	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Panyabungan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2020	Rencana
33	PLTP Sorik Marapi (FTP 2)	Natal	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2023	Rencana
34	Kuala	Binjai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	18	2023	Rencana
35	Sibuhuan	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	154	2026	Rencana
36	Simangkok	PLTA Asahan III(FTP 2)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	22	2021	Committed
37	PLTA Hasang	Inc. 1 Pi (Rantau Prapat-Kisaran)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2019	Konstruksi
38	Merangin	PLTA Merangin	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2022	Rencana
39	Panyabungan (rekonduktoring)	Padang Sidempuan(rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	86	2025	Rencana
40	Simonggo	Parlilitan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22	2023	Rencana
41	Sibundong	Sibolga/Tarutung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	22	2023	Rencana
42	PLTP Sipoholon Ria-Ria	Inc. 1 Pi (Tarutung-Sidikalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	4	2024	Rencana
43	Teluk Dalam	PLTMG Nias	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm ²	220	2017	Rencana
44	PLTG Nias	Gunung Sitoli	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm ²	20	2018	Rencana
TOTAL					2.210,9		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A2.7 dan Tabel A2.8.

Tabel A2.7. Rencana Pengembangan GI 70 kV dan 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Belawan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Committed
2	Payapasir	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Committed
3	Galang	150/20 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
4	Galang	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
5	Namurambe	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Tanjung Morawa	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
7	Brastagi	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
8	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
9	Pangururan	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
10	Tele	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
11	Negeri Dolok	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
12	New Padang Sidempuan	150/20 kV	New	2 LB	2017	Konstruksi
13	New Padang Sidempuan	150/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
14	Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
15	New Padang Sidempuan	150 kV	Ext	2 TB	2017	Konstruksi
16	Panyabungan	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
17	New Padang Sidempuan	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
18	Salak	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
19	Sidikalang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
20	Labuhan Bilik	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
21	Rantau Prapat	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
22	Pangkalan Brandan	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
23	Binjai	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
24	Sarulla	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
25	Teluk Dalam	70/20 kV	New	30	2017	Rencana
26	PLTMG Nias	70/20 kV	New	30	2017	Rencana
27	Seirotan	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
28	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
29	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
30	Tanjung Morawa	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
31	Payapasir	150/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
32	Payageli	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
33	Belawan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
34	Tanjung Pura	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
35	Negeri Dolok	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
36	Galang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
37	Selayang	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
38	GI/GIS Helvetia	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
39	Tanah Jawa	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
40	Pematang Siantar	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
41	Gunung Sitoli	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
42	TEBING TINGGI	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
43	Seirotan	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
44	Rantau Prapat	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
45	Perdagangan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
46	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
47	LABUHAN ANGIN	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
48	GUNUNG PARA	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
49	GALANG	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
50	BINJAI	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
51	Padang Sidempuan	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
52	Hasang	150/20 kV	New	2 LB	2019	Konstruksi
53	GI/GIS Percut/New Seirotan	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
54	Tanjung Balai	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
55	Kisaran	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
56	PEMATANG SIANTAR	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
57	Kuala Tanjung	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
58	Kualanamu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
59	Denai	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
60	Aek Kanopan	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
61	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
62	Perdagangan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
63	Kisaran	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
64	Kuala Tanjung	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
65	Perbaungan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
66	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
67	Seirotan	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
68	Tebing Tinggi	150 kV	Uprate	2 LB	2020	Rencana
69	GIS Kota 1/Petisah	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
70	GI/GIS Helvetia	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
71	GIS Batu Gingging	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
72	GIS Listrik	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
73	GI/GIS Pancing	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
74	GI/GIS Percut/New Seirotan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
75	Parlilitan	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
76	Dolok sanggul	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
77	Sorik Merapi	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
78	Panyabungan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
79	PORSEA	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
80	NAMURAMBE	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
81	DOLOK SANGGUL	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
82	BRASTAGI	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
83	Denai	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
84	Perbaungan	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
85	Kualanamu	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
86	PLTA Asahan III	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
87	Simangkok	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
88	Tanjung Balai	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
89	PERBAUNGAN	150/20 kV	Uprate	60	2021	Rencana
90	GUNUNG TUA	150/20 kV	Uprate	60	2021	Rencana
91	Sibuhuan	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
92	Gunung Tua	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
93	Sibolga	150/20 kV	Uprate	60	2022	Rencana
94	PEMATANG SIANTAR	150/20 kV	Uprate	60	2022	Rencana
95	Kualanamu	150/20 kV	Uprate	60	2022	Rencana
96	GIS Batu Gingging	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
97	Natal	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
98	PLTP Sorik Merapi	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
99	Kuala	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
100	Binjai	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
101	PLTA Simonggo	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
102	Parlilitan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
103	Tarutung/Sibolga	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
104	TANJUNG PURA	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
105	SIBUHUAN	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
106	GI/GIS Pancing	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
107	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Uprate	60	2023	Rencana
108	GALANG	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
109	PLTP Sipoholon Ria-Ria	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
110	SELAYANG	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
111	GI/GIS Percut/New Seirotan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
112	PERBAUNGAN	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
113	PEMATANG SIANTAR	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
114	KUALA	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
115	Kualanamu	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
116	KISARAN	150/20 kV	Uprate	60	2024	Rencana
117	GI/GIS Helvetia	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
118	GIS Listrik	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
119	Dairi	150/20 kV	New	30	2025	Rencana
120	Panyabungan	150 kV	Uprate	2 LB	2025	Rencana
121	Padang Sidempuan	150 kV	Uprate	2 LB	2025	Rencana
122	PLTP Simbolon Samosir	150/20 kV	New	30	2025	Committed
123	Titi Kuning	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
124	TEBING TINGGI	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
125	Tanjung Morawa	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
126	Seirotan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
127	Payageli	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
128	Pangkalan Brandan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
129	NAMURAMBE	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
130	GIS Mabar	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
131	LABUHAN	150/20 kV	Uprate	60	2025	Rencana
132	Kuala Tanjung	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
133	KIM	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
134	GIS Batu Gingging	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
135	Sibuhuan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
136	Payapasir	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
137	GI/GIS Pancing	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
138	MARTABE	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
139	KISARAN	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
140	GUNUNG TUA	150/20 kV	Uprate	60	2026	Rencana
141	GALANG	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
142	Denai	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
143	Aek Kanopan	150/20 kV	Uprate	60	2026	Rencana
TOTAL				5.440		

Tabel A2.8. Rencana Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Galang	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
2	Galang	275/150 kV	Ext	500	2017	Konstruksi
3	Galang	275/150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
4	Simangkok	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Simangkok	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Sarulla	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
7	New Padang Sidempuan	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
8	New Padang Sidempuan	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
9	Binjai	275/150 kV	Ext	250	2018	Konstruksi
10	Pangkalan Susu	275/150 kV	Ext		2018	Rencana
11	Galang	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
12	Sarulla	275/150 kV	Ext	250	2019	Rencana
13	Binjai	275/150 kV	Ext	250	2019	Rencana
14	PLTGU Sumbagut 3&4	275 kV	New	2 LB	2019	Committed
15	GITET Medan Timur/Percut/New Seirotan	275/150 kV	New	1000	2019	Committed
16	GITET Medan Timur/Percut/New Seirotan	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
17	GITET Medan Timur/Percut/New Seirotan	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
18	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
19	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
20	Pangkalan Susu	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
21	PLTGU Sumbagut 3&4	275 kV	Ext	2 LB	2020	Committed
22	Galang	275/150 kV	Ext	500	2021	Rencana
23	Sarulla	275 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
24	Rantau Prapat	275/150 kV	New	500	2021	Rencana
25	Rantau Prapat	275 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
26	Perdagangan/New Kuala Tanjung	275/150 kV	New	500	2021	Rencana
27	Rantau Prapat	275 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
28	GITET Sumut 3/Medan/Galang	500/275 kV	New	500	2021	Rencana
29	Rantau Prapat/Sumut 1	500/275 kV	New	250	2021	Rencana
30	Batang Toru	275/150 kV	New	4 LB	2021	Committed
31	Sarulla	275/150 kV	Ext	250	2025	Rencana
32	GITET (GIS/AIS) Medan Barat/Helvetia	275/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
33	Rantau Prapat	275/150 kV	Ext	250	2025	Rencana
34	Perdagangan/New Kuala Tanjung	275/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
35	PLTA Pump Storage-1	500 kV	New	2 LB	2025	Rencana
36	GITET Sumut 3/Medan/Galang	500 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
TOTAL				6.500		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A2.9 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 79,9 juta pertahun.

Tabel A2.9. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	176	446	126	57.645	51,0
2018	-	271	511	149	90.582	57,8
2019	-	249	546	154	84.447	61,4
2020	-	155	594	184	52.943	70,3
2021	-	183	585	187	63.150	73,0
2022	-	149	641	212	51.977	83,6
2023	-	148	610	208	51.722	87,7
2024	-	146	629	222	51.613	93,2
2025	-	144	662	241	51.462	104,6
2026	-	143	688	259	51.520	116,4
2017-2026	-	1.764	5.911	1.943	607.063	799,1

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A2.10 dan tabel A2.11.

Tabel A2.10. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	847	274	23.600	431	-	24.469
2018	519	158	15.900	293	-	15.317
2019	667	153	12.200	224	-	11.448
2020	212	102	3.800	81	-	8.180
2021	214	103	3.900	81	-	8.256
2022	216	104	3.900	82	-	8.313
2023	216	104	3.900	82	-	8.313
2024	218	105	3.900	83	-	8.404
2025	219	105	3.900	83	-	8.440
2026	219	105	3.900	83	-	8.440
Total	3.546	1.313	78.900	1.523	-	109.582

Tabel A2.11. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	274	40	50	-	364
2018	181	25	36	-	243
2019	251	26	56	-	335
2020	55	21	11	-	87
2021	55	21	11	-	88
2022	55	21	11	-	88
2023	55	21	11	-	88
2024	56	21	12	-	89
2025	56	21	12	-	90
2026	56	21	12	-	90
Total	1,095	238	223	-	1562

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

Pasokan listrik untuk sistem kelistrikan Nias dipasok dari PLTD Gunung Sitoli dan PLTD Teluk Dalam. Pembangkitan di Pulau Nias saat ini mempunyai daya terpasang 67,5 MW, daya mampu 55,8 MW, serta beban puncak tahun 2016 diperkirakan 27,6 MW. Rencana pengembangan pembangkit di Sistem Nias adalah dengan penggunaan pembangkit ber-bahan bakar gas, yaitu PLTG/MG Mobile 25 MW dan PLTG/MG 20 MW di tahun 2020, serta PLTU IPP 21 MW.

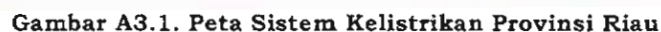
A2.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A2.12.

Tabel A2.12. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	10.241	11.352	1.877	401	2.720	1.563
2018	11.012	12.186	2.006	649	1.120	108
2019	12.022	13.278	2.177	911	2.170	281
2020	13.781	15.193	2.480	372	530	564
2021	15.831	17.423	2.832	1.629	2.180	1.062
2022	18.149	19.939	3.227	538	340	188
2023	20.716	22.736	3.664	615	430	142
2024	23.396	25.677	4.121	0	610	4
2025	25.268	27.732	4.432	1.330	1.570	196
2026	27.320	29.984	4.771	190	520	154
Growth/ Jumlah	11,5%	11,4%	10,9%	6.634	12.190	4.262

Sistem kelistrikan di Provinsi Riau terdiri dari sistem interkoneksi dan isolated dengan total beban puncak sebesar 920 MW. Sistem Interkoneksi 150 kV Riau (Sistem Riau) merupakan bagian dari Sistem Sumatera yang melayani sebagian besar pelanggan di provinsi Riau melalui GI 150 kV. Beban puncak Sistem Riau tahun 2016 sebesar 767 MW dengan kapasitas terpasang pembangkit di Riau saat ini tercatat 736 MW. Sebagian besar pembangkit di sub sistem Riau saat ini berbahan bakar gas dimana sekuritas pasokan gas kedepannya masih perlu dipastikan. Selain itu, pada kondisi tertentu Sistem Riau masih membutuhkan transfer daya dari Sumbar. Peta sistem kelistrikan Provinsi Riau ditunjukkan pada Gambar A3.1.



Kapasitas pembangkit Provinsi Riau untuk sitem interkoneksi ditunjukkan seperti pada Tabel A3.1.

Tabel A3.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTA	Hyd	114,0	114,0
2	PLN	PLTG	HSD	20,0	15,0
3	PLN	PLTG	GAS	206,6	172,9
4	PLN	PLTU	BB	220,0	200,0
6	IPP	PLTGU	GAS	26,0	26,0
7	Sewa	PLTG	GAS	122,0	110,0
Total				708,6	637,9

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 dan Selat Panjang (Meranti), Kapasitas pembangkit sistem *isolated* ditunjukkan seperti pada Tabel A3.2.

Tabel A3.2. Kapasitas Pembangkit Sistem *Isolated*

Unit	Jumlah (unit)	Daya (MW)	
		Terpasang	Mampu
Area Pekanbaru			
1. Mesin PLN	50	11.5	6.5
2. Mesin Sewa	6	31.2	24
3. 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
Jumlah	94	83.1	59.1
Area Rengat			
1. Mesin PLN	67	27.7	14.7
2. Mesin Sewa	14	56.5	39.6
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 direncanakan pengembangan GI dan transmisi 150 kV untuk menyambungkan sistem *isolated* ke system interkoneksi Sumatera.

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 11.8%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 493 MW pada tahun 2011 dan menjadi 767 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 9.2%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A3.3.

Tabel A3.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	1.368	1.629	1.806	2.050	2.192	2.343
2	Bisnis	611	693	760	847	836	933
3	Sosial	259	280	304	339	359	391
4	Industri	122	121	132	172	200	219
	Jumlah	2.361	2.724	3.002	3.409	3.586	3.886

A3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan ekonomi Riau diperkirakan masih tinggi pada tahun mendatang dan menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Riau. Rencana pengembangan ekonomi tersebut ditandai dengan dikembangkannya kawasan industri dan daerah industri pada beberapa kabupaten seperti Kawasan Industri Datuk Laksmiana, Pelintung, Lubuk Gaung di Kota Dumai dan Kawasan Industri Tenayan Raya, Pasir Putih di Kota Pekanbaru.

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A3.4 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 11,7%. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 92 puskesmas di 70 Kecamatan yang tersebar di 7 kabupaten di Provinsi Riau.

Tabel A3.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,52	4.623	5.105	853	1.507.773
2018	6,30	5.124	5.652	940	1.630.365
2019	6,98	5.718	6.299	1.044	1.707.329
2020	7,44	6.665	7.337	1.210	1.784.875
2021	7,42	7.857	8.645	1.420	1.863.288
2022	7,40	8.702	9.575	1.566	1.942.778
2023	7,37	9.604	10.559	1.720	2.023.362
2024	7,35	10.619	11.648	1.889	2.105.152
2025	7,33	11.540	12.628	2.039	2.162.259
2026	7,27	12.530	13.679	2.199	2.220.708
Growth	7,0%	11,7%	11,6%	11,1%	4,4%

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 kawasan industri.

A3.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Riau dan Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 3.759,9 MMSTB, gas bumi sekitar 58,54 TSCF³.

Sumber gas alam di provinsi Riau untuk membangkitkan tenaga listrik berada di beberapa lokasi antara lain Seng, Segat di kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru.

Disamping itu terdapat potensi batubara yang tersebar di Kabupaten Indragiri Hulu dan Kuantan Singingi dengan cadangan 1,55juta metrik ton⁴.

Selain itu, Provinsi Riau memiliki potensi pengembangan energi pembangkit terbarukan seperti biomassa. Provinsi Riau memiliki luas 2,3 juta ha atau bisa menghasilkan 613 ton per jam dengan 146 pabrik kelapa sawit per jam. Oleh karena itu potensi energi terbarukan bisa menjadi salah satu alternatif untuk kehandalan sistem ketenagalistrikan Provinsi Riau.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Riau dengan rincian seperti pada Tabel A3.5.

Tabel A3.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Rantau sakti	PLTBg	IPP	1	2017	Konstruksi
2	Kampar	PLTMG	IPP	8	2017	Rencana
3	Tembilahan #1	PLTU	PLN	14	2017	Konstruksi
4	Bangko Sampurna	PLTBg	IPP	2	2018	Rencana

³ Sumber : Draft RUKN 2015-2034

⁴ Sumber : Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Riau

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
5	Kiyap Jaya	PLTBg	IPP	2	2018	Rencana
6	Rambah	PLTBg	IPP	2	2018	Rencana
7	Rokan Jaya	PLTBm	IPP	10	2018	PPA
8	Tembilahan/Rengat (MPP)	PLTG/MG	IPP	30	2018	Rencana
9	Riau Peaker #1	PLTGU/MG	PLN	200	2018	Rencana
10	Riau	PLTGU	IPP	250	2019	PPA
11	Riau Green	PLTBm	IPP	10	2020	PPA
12	Riau-1	PLTU MT	IPP	600	2020/2021	Rencana
13	Riau-2	PLTGU	IPP	250	2022	Rencana
14	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	51	2017-2026	Potensi
15	PLTBm (Potensi Tersebar)	PLTBm	IPP	9	2017-2026	Potensi
	Jumlah			1.439		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan 150 kV, 275 kV dan 500 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A3.6 dan Tabel A3.7.

Tabel A3.6. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Rengat	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
2	Teluk Kuantan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Pasir Pangarayan	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
4	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Pasir Putih	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
6	Garuda Sakti	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
7	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
8	KID	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
9	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
10	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
11	Pasir Putih	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
12	New Garuda Sakti	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
13	Perawang	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
14	Bagan Siapi-api	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
15	Dumai	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
16	Teluk Lembu	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
17	Garuda Sakti	150/20 kV	Uprate	2 LB	2017	Rencana
18	New Garuda Sakti	150/20 kV	Ext	100	2017	Rencana
19	Tenayan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
20	TELUK KUANTAN	150/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
21	Koto Panjang	150/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
22	Duri	150/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
23	BANGKINANG	150/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
24	Siak Sri Indra Pura	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
25	Perawang	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
26	Tenayan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
27	Duri	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
28	BANGKINANG	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
29	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
30	Bagan Batu	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
31	Tenayan/Pasir Putih	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
32	Selat Panjang	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
33	Bengkalis	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
34	Balai Pungut	150/20 kV	Ext	2 TB	2019	Rencana
35	RENGAT	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
36	PERAWANG	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
37	PASIR PUTIH	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
38	PASIR PANGARAYAN	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
39	KID	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
40	DUMAI	150/20 kV	Uprate	60	2019	Rencana
41	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
42	Pangkalan Kerinci	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
43	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
44	Lubuk Gaung	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
45	Pangkalan Kerinci	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
46	NEW GARUDA SAKTI	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
47	BANGKINANG	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
48	BAGAN SIPI-API	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
49	Rengat	150 kV	Ext	2 LB	2021	Konstruksi
50	Tembilahan	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
51	Lipat Kain	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
52	Bangkinang	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
53	Koto Panjang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
54	LIPAT KAIN	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
55	KID	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
56	Pakning	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
57	Pakning	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
58	RENGAT	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
59	GIS Kota Pekanbaru	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
60	SIK SRI INDIRA PURA	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
61	Kuala Enok	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
62	Tembilahan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
63	Selat Panjang	150/20 kV	Ext	30	2023	Rencana
64	Duri	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
65	Sorek	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
66	Siak Sri Indira Pura	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
67	TELUK KUANTAN	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
68	Balai Pungut	150/20 kV	Uprate	60	2024	Rencana
69	BENGKALIS	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
70	TEMBILAHAN	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
71	BANGKINANG	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
72	Bagan Batu	150/20 kV	Uprate	60	2025	Rencana
73	Pasir Pangarayan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
74	Peranap	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
75	KID	150/20 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
76	RENGAT	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
77	PASIR PUTIH	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
78	KID	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
79	GIS Kota Pekan Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
80	Duri	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				3320		

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

Tabel A3.7. Rencana Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Perawang (ex New Garuda Sakti)	275/150 kV	New	500	2017	Rencana
2	Peranap/Riau 1	500/275 kV	New	4 LB	2019	Rencana
3	Perawang (ex New Garuda Sakti)/Riau 2	500/275 kV	New	1000	2019	Rencana
4	Perawang (ex New Garuda Sakti)	275/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
5	Peranap	500 kV	Ext		2020	Rencana
6	Perawang (ex New Garuda Sakti)/Riau 2	500/275 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
7	Peranap	500 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
8	Peranap	275/150 kV	New	250	2026	Rencana
TOTAL				2250		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A3.8 dan Tabel A3.9.

Tabel A3.8. Rencana Pengembangan Transmisi 275 kV dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Payakumbuh	Perawang (Eks New Garuda Sakti)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	300	2017	Konstruksi
2	Peranap/Riau 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	360	2019	Pengadaan
3	Peranap/Riau 1	PLTU Riau-1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	40	2021	Rencana
4	Kiliranjao	Peranap	275 kV	2 cct, 4 Zebra	300	2026	Rencana
5	Peranap	Inc.2 Pt (T.Kuatan-Rengat)	275 kV	2 cct, 4 Zebra	20	2026	Rencana
6	Rantau Prapat/Sumut 1	Perawang/Riau 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	560	2021	Rencana
TOTAL					1580		

Tabel A3.9. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Teluk Kuantan	Rengat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	194	2017	Konstruksi
2	Bangkinang	Pasir Pangarayan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	220	2017	Konstruksi
3	Pasir Putih	Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Hawk	55	2017	Konstruksi
4	Dumai	Kawasan Industri Dumai (KID)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	56	2017	Konstruksi
5	Pasir Putih	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	134	2017	Konstruksi
6	New Garuda Sakti	Inc. 2 Pi (G.Sakti - Duri)	150 kV	2 cct, HTLS 1 x 350 mm ²	6	2017	Konstruksi
7	Perawang	New Garuda Sakti	150 kV	2 cct, 2 Zebra	40	2017	Rencana
8	Tenayan / PLTU Riau	Perawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	50	2017	Rencana
9	Dumai	Bagan Siapi api	150 kV	2 cct, 1 Hawk	228	2017	Konstruksi
10	GIS Kota Pekan Baru	Inc. 2 Pi (G.Sakti-Teluk Lembu)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x1600 mm ²	40	2020	Rencana
11	Rengat	Tembilahan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2021	Rencana
12	Rengat	Pangkalan Kerinci	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2020	Rencana
13	Perawang	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2018	Rencana
14	Kawasan Industri Dumai (KID)	PLTGU Riau-2	150 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2022	Rencana
15	Tenayan/Pasir Putih	PLTGU Riau	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2019	Committed
16	Bangkinang	Lipat Kain	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2021	Rencana
17	Kuala Enok	Tembilahan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
18	Lubuk Gaung	Inc. 2 Pi (Dumai-Bagan Siapi-Api)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2020	Rencana
19	Sorek	Inc. 2 Pi (Pasir Pangkalan Kerinci-Rengat)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	8	2024	Rencana
20	Selat Panjang	Landing Point Selat Panjang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	90	2019	Rencana
21	Landing Point Riau 1	Siak Sri Indra Pura	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2019	Konstruksi
22	Landing Point Riau 1	Landing Point Selat Panjang	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x300 mm ²	10	2019	Pengadaan
23	Bengkalis	Landing Point Bengkalis	150 kV	2 cct, 2 Hawk	4	2019	Rencana
24	Landing Point Riau 2	KID	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2019	Konstruksi
25	Landing Point Riau 2	Landing Point Bengkalis	150 kV	2 cct, XLPE CU 3x300 mm ²	14	2019	Pengadaan
26	Pakning	Inc. 2 Pi (Dumai-Bengkalis)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	8	2022	Rencana
27	Pakning	Siak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	200	2022	Rencana
28	Peranap	Inc. 2 Pi (Teluk Kuantan-Rengat)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	5	2026	Rencana
TOTAL					2292		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A3.10 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 71,9 juta pertahun.

Tabel A3.10. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	771	1.684	148	166.730	56,8
2018	-	789	1.669	83	122.592	54,7
2019	-	838	1.718	87	76.964	57,1
2020	-	1.610	3.201	78	77.546	97,2
2021	-	1.816	3.426	79	78.413	105,3
2022	-	1.174	2.103	81	79.490	69,0
2023	-	1.201	2.085	77	80.585	69,4
2024	-	1.210	2.040	78	81.790	69,2
2025	-	1.224	2.006	78	57.107	69,3
2026	-	1.290	2.058	79	58.449	70,5
2017-2026	-	11.924	21.990	870	879.665	718,5

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A3.11 dan tabel A3.12.

Tabel A3.11. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribuk)
			kVA	unit		
2017	468	414	10.600	143	-	19.458
2018	486	540	18.400	221	-	29.856
2019	433	480	11.000	144	-	24.843
2020	367	328	8.600	113	-	13.370
2021	484	444	12.500	162	-	19.121
2022	158	286	6.000	82	-	5.762
2023	158	286	6.000	82	-	5.762
2024	151	271	6.000	84	-	5.966
2025	147	267	6.000	84	-	6.049
2026	147	267	6.000	84	-	6.049
Total	2.998	3.584	91.100	1.200	-	136.237

Tabel A3.12. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	187	69	16	-	272
2018	189	88	24	-	303
2019	171	87	16	-	274
2020	145	59	12	-	217
2021	191	80	18	-	289
2022	63	28	12	-	103
2023	63	28	12	-	103
2024	64	28	12	-	104
2025	64	28	12	-	105
2026	64	28	12	-	105
Total	1.201	523	146	-	1.875

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.

Sistem kelistrikan Bengkalis 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 16,9 MW. Dengan sudah tingginya beban di Pulau Bengkalis, maka saat ini sedang dilakukan studi mengenai kemungkinan dilakukannya interkoneksi baik menggunakan jaringan distribusi ataupun transmisi.

A3.5. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A3.12.

Tabel A3.12. Ringkasan

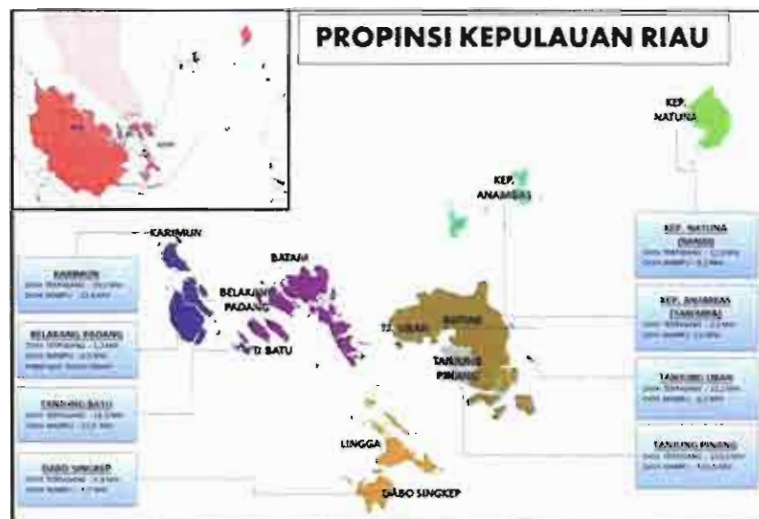
Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	4.623	5.105	853	24	1.260	1.283
2018	5.124	5.652	940	246	330	100
2019	5.718	6.299	1.044	250	1.920	758
2020	6.665	7.337	1.210	319	400	320
2021	7.857	8.645	1.420	350	240	790
2022	8.702	9.575	1.566	250	240	228
2023	9.604	10.559	1.720	0	150	60
2024	10.619	11.648	1.889	0	240	8
2025	11.540	12.628	2.039	0	180	0
2026	12.530	13.679	2.199	0	610	325
Growth/ Jumlah	11,7%	11,6%	11,1%	1.439	5.570	3.872

LAMPIRAN A.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN) 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.

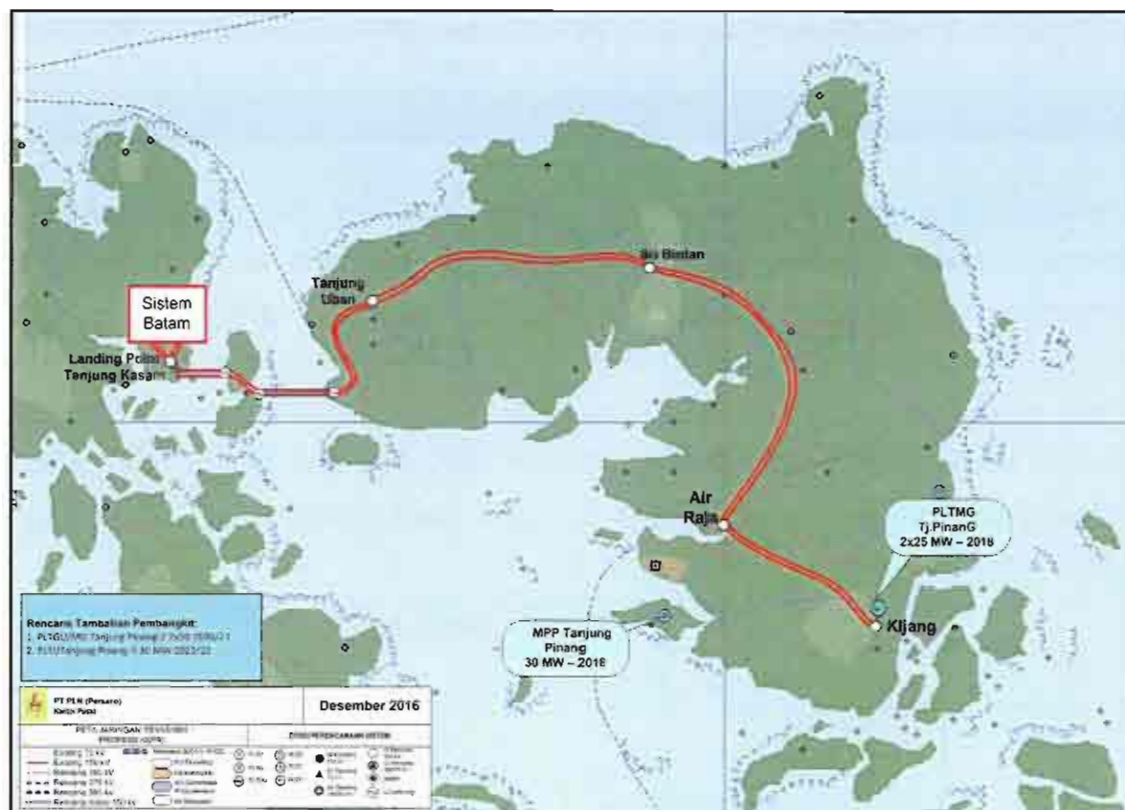


Gambar A4.1. Peta Wilayah Provinsi Kepulauan Riau

Penerapan kebijakan KEK di Batam-Bintan-Karimun merupakan bentuk kerjasama yang 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 dari PLTD Air Raja dan PLTD Sukaberenang serta PLTG/MG Tokojo. Transmisi dan kabel laut Batam-Bintan telah beroperasi pada 2016 dan memperbaiki pasokan daya sub sistem Taniung

Pinang. 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.



Gambar A4.2. Peta Kelistrikan Bintan (Provinsi Kepulauan Riau)

Kapasitas pembangkit Provinsi Kepri ditunjukkan seperti pada Tabel A4.1.

Tabel A4.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTD	HSD	232,1	208,1
2	PLN	PLTU	Batubara	28,0	25,2
3	PLN	PLTS		0,2	0,2
4	Sewa	PLTU	Batubara	30,0	27,0
5	Sewa	PLTD	HSD	174,6	157,1
6	Sewa	PLTBm		42,1	37,9
Total				469,6	247,2

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.

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 9,3%. sedangkan beban puncak tumbuh dari 100 MW pada tahun 2011 dan menjadi 151 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 8,7%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A4.2.

Tabel A4.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	289	323	348	376	393	430
2	Bisnis	126	135	160	162	164	184
3	Sosial	47	54	62	67	70	75
4	Industri	22	24	25	28	28	36
	Jumlah	483	537	596	634	656	725

A4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan Ekonomi Kepulauan Riau diperkirakan tinggi pada tahun mendatang dan menjadi perhatian para investor untuk menanamkan modalnya di Provinsi Kepulauan Riau. 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.

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017-2026 diberikan pada Tabel A4.3 dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,3%.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 8 puskesmas di 8 Kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Kepulauan Riau.

Tabel A4.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6,66	856	938	172	249.996
2018	6,91	946	1.036	190	270.142
2019	7,67	1.055	1.155	211	292.458
2020	8,17	1.179	1.290	236	315.993
2021	8,14	1.306	1.427	261	334.906
2022	8,12	1.437	1.569	286	350.093
2023	8,09	1.574	1.719	313	364.309
2024	8,07	1.724	1.882	343	379.744
2025	8,04	1.886	2.058	375	396.616
2026	7,98	2.061	2.249	409	415.171
Growth	7%	10,3%	10,2%	10,1%	5,8%

A4.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Riau dan Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sekitar 3.759,9 MMSTB, gas bumi sekitar 58,54 TSCF⁵. Untuk potensi tenaga air relatif kecil.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Kepulauan Riau dengan rincian seperti pada pada Tabel A4.4.

Tabel A4.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Tanjung Batu	PLTBm	IPP	2,0	2017/2018	PPA
2	Tanjung Pinang	PLTG/MG	IPP	50	2018	Rencana
3	Dabo Singkep-1	PLTMG	PLN	40	2018/2019	Rencana
4	MPP Tanjung Pinang	PLTMG	PLN	30	2018	Rencana
5	Natuna-2 (MPP)	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
6	Tanjung Balai Karimun-1	PLTMG	PLN	25	2018	Rencana
7	Natuna-1	PLTMG	PLN	20	2019/2020	Rencana
8	Tanjung Balai Karimun	PLTMG	IPP	10	2019	Rencana
9	Tanjung Batu	PLTMG	IPP	10	2019	Rencana

⁵ Sumber : Draft RUKN 2015-2034

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
10	Tanjung Batu-2	PLTMG	PLN	15	2019	Rencana
11	Tanjung Pinang-2	PLTGU/MG	PLN	100	2020/2021	Rencana
12	Tanjung Balai Karimun-2	PLTMG	PLN	30	2021	Rencana
13	Tanjung Pinang-3	PLTU	PLN	60	2021/2022	Rencana
14	Tanjung Batu-3	PLTMG	Unallocated	30	2022/2023	Rencana
15	Natuna-3	PLTMG	PLN	25	2024	Rencana
16	Tanjung Balai Karimun-1	PLTU	Unallocated	40	2025	Rencana
17	Dabo Singkep-2	PLTMG	PLN	20	2026	Rencana
	Jumlah			527		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A4.5.

Tabel A4.5. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Air Raja	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
2	Air Raja	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
3	KIJANG	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
4	TJG PINANG / AIR RAJA	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				180		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan sistem transmisi di sistem bintang sudah tersambung dari kabupaten Tanjung Uban sampai ke Kabupaten Kijang. Transmisi tersebut masih mencukupi untuk memasok beban bintang sampai sepuluh tahun ke depan.

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A4.6 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 10,0 juta pertahun.

Tabel A4.6. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	2.675	151	71	31	20.538	11,0
2018	-	154	70	17	16.371	6,8
2019	-	164	72	18	17.954	7,9
2020	2.750	315	135	16	18.492	14,4
2021	2.200	355	144	17	13.083	14,7
2022	-	230	89	17	8.446	8,7
2023	-	235	88	16	6.421	8,7
2024	-	237	86	16	6.421	8,8
2025	-	239	85	16	6.446	9,0
2026	-	252	87	17	18.555	10,0
2017-2026	7.625	2.331	927	181	132.728	100,0

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A4.7 dan tabel A4.8.

Tabel A4.7. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	88	85	4.170	43	1.775	4.306
2018	28	68	1.550	20	3.400	3.313
2019	66	92	3.750	44	2.400	4.757
2020	40	69	2.400	25	2.750	4.178
2021	57	61	2.600	31	2.200	3.815
2022	178	36	2.900	56	-	2.254
2023	178	36	2.900	56	-	2.254
2024	175	35	2.900	55	-	2.209
2025	174	35	2.900	55	-	2.198
2026	174	35	2.900	55	-	2.198
Total	1.159	552	28.970	441	12.525	31.482

Tabel A4.8. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	31	10	5	41	87
2018	11	13	2	23	49
2019	26	17	5	19	67
2020	16	12	3	22	54
2021	23	11	3	18	55
2022	45	15	7	-	66
2023	45	15	7	-	66
2024	44	15	6	-	65
2025	43	14	6	-	65
2026	43	14	6	-	65
Total	325	136	50	122	639

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.

Kelistrikan Pulau Natuna dipasok dari PLTD dengan Kapasitas terpasang 17 MW dan beban puncak 14,7 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 20 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 2026 adalah seperti pada Tabel A4.9.

Tabel A4.9. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	856	938	172	1	0	0
2018	946	1.036	190	146	60	0
2019	1.055	1.155	211	65	60	0
2020	1.179	1.290	236	60	0	0
2021	1.306	1.427	261	110	0	0
2022	1.437	1.569	286	45	0	0
2023	1.574	1.719	313	15	0	0
2024	1.724	1.882	343	25	0	0
2025	1.886	2.058	375	40	0	0
2026	2.061	2.249	409	20	60	0
Growth/ Jumlah	10,3%	10,2%	10,1%	527	180	-

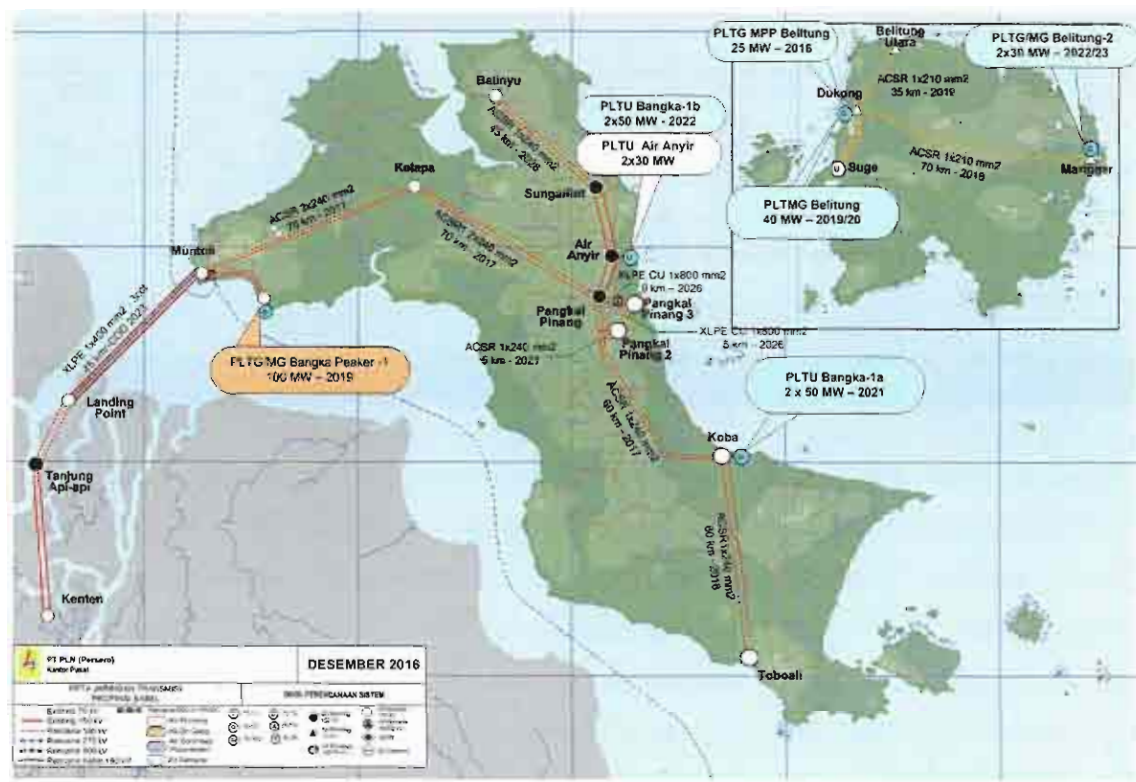
LAMPIRAN A.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN 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 PLTU dan PLTD milik PLN dan PLTBG/PLTBMm IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.
2. Sistem Belitung yang dipasok dari PLTD PLN, PLTBG/PLTBMm IPP dan PLTBG/PLTBMg IPP melalui jaringan distribusi 20 kV.



Gambar A5.1. Rencana Sistem Kelistrikan Bangka Belitung

Kapasitas pembangkit Provinsi Bangka Belitung ditunjukkan seperti pada Tabel A5.1.

Tabel A5.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTD	HSD	89,0	80,1
2	PLN	PLTS		0,3	0,3
3	PLN	PLTU	Batubara	93,0	83,7
4	IPP	PLTBM	BIO	13,2	11,9
5	IPP	PLTG	HSD	50,0	45,0
6	SEWA	PLTD	HSD	133,0	119,7
Total				378,6	340,5

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 11,9%. sedangkan beban puncak tumbuh dari 117 MW pada tahun 2011 dan menjadi 181 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 9,0%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A5.2.

Tabel A5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	384	473	509	576	603	620
2	Bisnis	84	110	122	130	148	164
3	Sosial	38	43	48	54	60	67
4	Industri	29	39	43	45	51	70
	Jumlah	536	665	721	805	862	920

A5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Provinsi Kep. Bangka Belitung sebagai provinsi baru sangat memerlukan infrastruktur untuk mendukung aktivitas perekonomian dan program pemerintahan. Salah satu sarana yang sangat diperlukan adalah ketersediaan energi listrik, sehingga sangat diharapkan adanya penambahan/pembangunan pembangkit baru yang bertujuan untuk melayani pertumbuhan beban, menggantikan mesin-mesin yang sudah tua, meningkatkan keandalan sistem ketenagalistrikan dan meningkatkan efisiensi penyaluran tenaga listrik.

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A5.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,8%.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan

juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 17 puskesmas di 14 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Bangka Belitung.

Tabel A5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,00	1.017	1.187	195	398.196
2018	5,39	1.108	1.292	213	409.978
2019	5,98	1.223	1.423	234	423.140
2020	6,37	1.362	1.582	260	437.816
2021	6,35	1.512	1.754	288	453.709
2022	6,33	1.682	1.948	320	471.033
2023	6,31	1.882	2.177	358	490.066
2024	6,29	2.096	2.422	398	511.135
2025	6,27	2.334	2.694	443	534.750
2026	6,22	2.560	2.953	485	561.021
Growth	6,0%	10,8%	10,7%	10,6%	3,9%

A5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

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. Potensi panas bumi yang dimilikinya adalah sekitar 105 MWe yang tersebar di 7 lokasi, yaitu pada Sungai Liat/Palawan, Pangkal Pinang/Pemali, Air Tembaga/Terak, Buding, Nyelanding, Permis dan Dendang. ¹

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.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bangka Belitung dengan rincian seperti pada pada Tabel A5.4.

Tabel A5.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Cengkong	PLTBg	IPP	2,0	2017	Rencana
2	Gunung Pelawan	PLTBg	IPP	1,2	2017	PPA
3	Sungai Terlun	PLTBg	IPP	2,0	2017	PPA
4	Tempilang	PLTBm	IPP	6,0	2017	Konstruksi
5	Pegantungan	PLTBn	IPP	5,0	2017	Konstruksi
6	Bangka Peaker	PLTG	IPP	100	2019	PPA
7	Belitung	PLTG/MG	IPP	40	2019/2020	Rencana
8	Bangka-1A	PLTU	PLN	100	2020	Rencana
9	Belitung-2	PLTG/MG	PLN	60	2022&2023	Rencana
10	Bangka-1B	PLTU	IPP	100	2024	Rencana
11	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	14	2017-2026	Potensi
12	PLTBm (Potensi Tersebar)	PLTBm	IPP	30	2017-2026	Potensi
13	PLTBn (Potensi Tersebar)	PLTBn	IPP	10	2017-2026	Potensi
14	PLTS (Potensi Tersebar)	PLTS	IPP	5	2017-2026	Potensi
Jumlah				475		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV dan 150 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A5.5.

Tabel A5.5. Rencana Pengembangan GI 70 kV dan 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Kelapa	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
2	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Muntok	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
4	Kelapa	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Koba	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
6	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
7	SUGE (Pembangkit)	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
8	Manggar	70/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
9	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
10	Toboali	150/20 kV	New	60	2018	Committed
11	Koba	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
12	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
13	SUNGAILIAT	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
14	Pangkal Pinang	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
15	AIR ANYIR	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
16	DUKONG	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
17	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
18	Dukong	70/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
19	Pangkal Pinang	150/20 kV	Uprate	60	2019	Rencana
20	MANGGAR	70/20 kV	Ext	30	2019	Rencana
21	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
22	SUNGAILIAT	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
23	SUGE (Pembangkit)	70/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
24	Bangka Landing Point (muntok)	150/20 kV	Ext	3 LB	2023	Rencana
25	Pangkal Pinang	150/20 kV	Uprate	60	2023	Rencana
26	DUKONG	70/20 kV	Ext	30	2023	Rencana
27	MANGGAR	70/20 kV	Ext	30	2024	Rencana
28	KOBA	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
29	GI/GIS Pangkal Pinang 3	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
30	Pangkal Pinang 2	150/20 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
31	Belinyu	150/20 kV	New	30	2026	Rencana
32	Sungai Liat	150/20 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
TOTAL				990		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 70 kV dan 150 kV ditunjukkan pada Tabel A5.6.

Tabel A5.6. Rencana Pengembangan Transmisi 70 kV dan 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Pangkal Pinang	Kelapa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2017	Konstruksi
2	Kelapa	muntok	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2017	Konstruksi
3	Pangkal Pinang	Koba	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2017	Konstruksi
4	Dukong	Belitung Utara/Tj.Tinggi	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm ²	70	2019	Rencana
5	Dukong	Manggar	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm ²	140	2018	Konstruksi
6	Koba	Toboali	150 kV	2 cct, 1 Hawk	120	2018	Rencana
7	Sumatera Landing Point	Bangka Landing Point	150 kV	3 cct, XLPE CU 1x400 mm ² (Under Sea)	135	2023	Rencana
8	Pangkal Pinang 2	Inc. 2Pi (Pangkal Pinang-Koba)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2021	Rencana
9	Pangkal pinang 3	Pangkal Pinang	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	16	2026	Rencana
10	Pangkal pinang 2	Pangkal pinang 3	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	10	2026	Rencana
11	Belinyu	Sungai Liat	150 kV	2 cct, 1 Hawk	90	2026	Rencana
TOTAL					991		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A5.7 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 10,8 juta pertahun.

Tabel A5.7. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	239	404	13	11.023	14,6
2018	-	309	369	14	11.616	16,0
2019	-	191	196	15	12.234	10,7
2020	-	149	264	16	12.959	10,7
2021	-	102	229	17	13.567	9,2
2022	-	78	211	17	14.328	8,3
2023	-	79	215	18	15.158	8,6
2024	-	80	224	20	16.096	9,1
2025	-	83	235	22	17.158	9,7
2026	-	94	268	24	18.456	10,9
2017-2026	-	1.403	2.618	176	142.594	107,8

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A5.8 dan tabel A5.9.

Tabel A5.8. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	32	21	900	18	-	649
2018	10	15	550	12	240	110
2019	6	18	500	10	440	621
2020	-	8	200	4	-	200
2021	-	4	100	2	-	100
2022	6	18	500	10	-	621
2023	6	18	500	10	-	621
2024	6	18	500	10	-	621
2025	6	18	500	10	-	621
2026	6	18	500	10	-	621
Total	77	154	4.750	96	680	4.785

Tabel A5.9. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	11	5	2	-	18
2018	4	4	1	12	22
2019	3	6	1	26	36
2020	0	3	1	-	4
2021	0	1	0	-	2
2022	3	6	1	-	10
2023	3	6	1	-	10
2024	3	6	1	-	10
2025	3	6	1	-	10
2026	3	6	1	-	10
Total	32	47	12	37	132

A5.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A5.10.

Tabel A5.10. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.017	1.187	195	16	150	400
2018	1.108	1.292	213	11	300	260
2019	1.223	1.423	234	126	120	70
2020	1.362	1.582	260	162	0	0
2021	1.512	1.754	288	0	120	10
2022	1.682	1.948	320	30	30	0
2023	1.882	2.177	358	30	90	135
2024	2.096	2.422	398	100	90	0
2025	2.334	2.694	443	0	0	0
2026	2.560	2.953	485	0	90	116
Growth/ Jumlah	10,8%	10,7%	10,6%	475	990	991

LAMPIRAN A.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI SUMATERA BARAT

A6.1. KONDISI SAAT INI

Pasokan sistem kelistrikan Provinsi Sumatera Barat diluar kepulauan Mentawai berasal dari sistem interkoneksi 150 kV Sumatera Bagian Tengah (Jambi-Sumbar-Riau) melalui Gardu Induk 150 kV beban puncak sebesar 572 MW seperti yang terlihat pada Gambar A6.1.



Gambar A6.1. Sistem Interkoneksi di Provinsi Sumatera Barat

Saat ini di Provinsi Sumatera Barat terdapat pembangkit-pembangkit besar sebagaimana ditunjukkan pada Tabel A6.1. Sebagian besar pembangkit di subsistem Sumbar adalah jenis *hydro*, sehingga saat kondisi musim kering rawan terjadi defisit daya.

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 A6.1 Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTA	Hyd	253,5	252,9
2	PLN	PLTG	HSD	54,0	49,0
3	PLN	PLTU	BB	402,5	350,0
4	PLN	PLTM	Hyd	66,0	66,0
5	PLN	PLTS		19,0	19,0
6	PLN	PLTD	HSD	1,6	1,6
7	IPP	PLTA	Hyd	7,0	4,0
8	Sewa	PLTD	HSD	1,3	1,3
Total				804,9	743,8

Untuk sistem kelistrikan *isolated* antara lain Kepulauan Mentawai dipasok dari beberapa PLTD berkapasitas kecil yang tersebar di 8 sentral PLTD. Beberapa daerah di Pesisir Selatan seperti sebagian Kambang, sebagian Balai Selasa, sebagian Lakuak dan Lunang membentuk sistem-sistem *isolated* sendiri. Hal ini dikarenakan kualitas tegangan di daerah tersebut sangat rendah bila dipasok dari GI Pauh Limo dengan jarak ± 260 km.

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 6,3%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 447 MW pada tahun 2011 dan menjadi 572 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 5,1%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A6.2.

Tabel A6.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	1.073	1.238	1.294	1.425	1.478	1.613
2	Bisnis	356	356	381	403	400	434
3	Sosial	185	205	224	244	251	277
4	Industri	722	771	799	842	839	826
	Jumlah	2.335	2.571	2.699	2.913	2.968	3.150

A6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A6.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 7,3%.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan

juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 4 puskesmas di 4 Kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sumatera Barat.

Tabel A6.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,76	3.380	3.651	608	1.274.481
2018	6,21	3.612	3.897	647	1.335.505
2019	6,89	3.878	4.182	693	1.395.994
2020	7,34	4.181	4.505	744	1.459.620
2021	7,32	4.486	4.830	795	1.498.173
2022	7,30	4.813	5.178	850	1.534.174
2023	7,27	5.159	5.546	908	1.562.613
2024	7,25	5.532	5.943	970	1.591.761
2025	7,23	5.936	6.372	1.037	1.621.696
2026	7,17	6.369	6.832	1.109	1.652.445
Growth	7,0%	7,3%	7,2%	6,9%	2,9%

A6.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Barat memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari batubara mencapai 795,52 juta ton dan panas bumi spekulatif sekitar 1.788 Mwe. Potensi batubara tersebar di Kota Sawahlunto, Kabupaten Sijunjung, Kabupaten Pesisir Selatan, Kabupaten Solok, Kabupaten Limapuluh Kota dan Kabupaten Solok Selatan. Potensi panas bumi di Sumatera Barat 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 A6.4.

Tabel A6.4 Potensi Tenaga Air

No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan	No	Lokasi	DAS	Type	Kapasitas (MW)	Kabupaten/ Kecamatan
1	Pasaman	Bt. Pasaman	ROR	21.2	Pasaman	25	Batanghari-3	Batanghari	RSV	34.8	Sik Selatan
2	Sangir-2	Bt. Sangir	ROR	2.2	Solok	26	Batanghari-5	Batanghari	ROR	6.7	Sik Selatan
3	Sangir-3	Bt. Sangir	ROR	7.8	Solok	27	Batanghari-6	Batanghari	ROR	10.1	Sik Selatan
4	Sinamar-2	Bt. Sinamar	ROR	13.1	Tanah Datar	28	Batanghari-7	Batanghari	ROR	6.9	Dharmasraya
5	Masang-2	Bt. Masang	ROR	14.5	Agam	29	Fatimah	Fatimah	ROR	2.8	Pasbar
6	Tuik	Bt. Tuik	ROR	6.4	Pessel	30	Sikarbau	Sikarbau	ROR	2.4	Pasbar
7	Lanjau-2	Bt. Lembang	ROR	3.1	Pessel	31	Balangir	Balangir	ROR	0.4	Sik Selatan
8	Lubuk-2	Bt. Rokan	ROR	4.6	Pasaman	32	Landai-1	Bt. Langir	ROR	6.8	Pessel
9	Asik	Bt. Asik	RSV	1.7	Pasaman	33	Sumani	Bt. Sumani	ROR	0.6	Solok
10	Lubuk-4U	Bt. Lubuk	ROR	4.8	Pasaman	34	Guntung	Bt. Guntung	ROR	4.0	Agam
11	Sumpur-1U	Bt. Sumpur	RSV	2.7	Pasaman	35	Sungai Putih	Bt. Lumpo	ROR	1.7	Pessel
12	Kampar KN-1	Bt. Kampar Kanan	RSV	29.4	50 Kota	36	Kerambil	Bt. Bayang Janiah	ROR	1.6	Pessel
13	Kampar KN-2	Bt. Kampar Kanan	RSV	8.6	50 Kota	37	Muaro Sako	Bt. Muaro Sako	ROR	3.0	Pessel
14	Kapur-1	Bt. Kapur	RSV	10.6	50 Kota	38	Induring	Bt. Jalamu	ROR	2.2	Pessel
15	Mahat-10	Bt. Mahat	RSV	12.6	50 Kota	39	Palangai-3	Bt. Palangai	ROR	4.1	Pessel
16	Mahat-2U	Bt. Mahat	RSV	2.2	50 Kota	40	Kambang-1	Bt. Kambang	ROR	5.5	Pessel
17	Sumpur-K1	Bt. Sumpur	RSV	8.1	S. Sijunjung	41	Kapas-1	Bt. Tumpatih	ROR	8.1	Pessel
18	Palangki-1	Bt. Palangki	RSV	11.8	S. Sijunjung	42	Landai-2	Bt. Air Haji	ROR	7.1	Pessel
19	Palangki-2	Bt. Palangki	RSV	17.9	S. Sijunjung	43	Sumpur-K2	Bt. Sumpur	ROR	4.2	Tanah Datar
20	Sibakur	Bt. Sibakur	RSV	5.5	S. Sijunjung	44	Lawas-1D	Bt. Lawas	RSV	11.2	S. Sijunjung
21	Sibayang	Bt. Sibayang	RSV	15.0	Agam	45	Gumanti-1	Bt. Gumanti	ROR	5.9	Solok
22	Sukam	Bt. Sukam	RSV	19.4	S. Sijunjung	46	Sikiah-1	Bt. Gumanti	RSV	30.4	Solok
23	Kuantan-1	Bt. Kuantan	ROR	3.4	S. Sijunjung	47	Sikiah-2	Bt. Sikiah	RSV	18.0	Solok
24	Batanghari-2	Batanghari	RSV	22.2	Sik Selatan						

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Barat dengan rincian seperti pada Tabel A6.5.

Tabel A6.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Guntung	PLTM	IPP	4,0	2017	Konstruksi
2	Induring	PLTM	IPP	2,0	2017	Konstruksi
3	Lintau I	PLTM	IPP	9,0	2018	Konstruksi
4	Gumanti III	PLTM	IPP	6,5	2019	PPA
5	Muara Laboh (FTP2)	PLTP	IPP	80&140	2019&2024	Konstruksi
6	Batang Sumpur	PLTM	IPP	7,6	2020	PPA
7	Muara Sako	PLTM	IPP	3,0	2020	PPA
8	Pelangai Hilir	PLTM	IPP	3,6	2020	PPA
9	Pelangai Hulu	PLTM	IPP	9,8	2020	PPA
10	Siamang Bunyi	PLTM	IPP	1,7	2020	PPA
11	Sikarbau	PLTM	IPP	2,0	2020	PPA
12	Tarusan	PLTM	IPP	3,2	2020	PPA
13	Tuik	PLTM	IPP	6,3	2020	PPA
14	Pasaman	PLTA	Unallocated	48	2021	Rencana
15	Masang-2 (FTP2)	PLTA	PLN	52	2022	Rencana
16	G.Talang	PLTP	IPP	20	2022	Rencana
17	Masang-3	PLTA	PLN	89	2024	Rencana
18	Bonjol (FTP2)	PLTP	IPP	60	2025	Rencana
19	Simisioh	PLTP	Unallocated	55	2025	Unallocated
20	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	244,7	2017-2026	Potensi
	Jumlah			847		

Selain itu PLN juga sedang menjalin kerjasama dengan Pemda dan swasta untuk mengembangkan pembangkit hidro skala kecil dan menengah seperti terlihat pada Tabel A6.6.

Tabel A6.6 Pengembangan Pembangkit Hidro Skala Kecil

No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status	No	Lokasi	Kabupaten/ Kecamatan	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Salido Kecil	Pessel	0.60	2012	Operasi	18	Pinti Kayu	Solok	10.00	2016	Proses PPA
2	Mangani	50 kota	1.17	2013	Konstruksi	19	Batang Anai	Pd Panaman	3.20	2016	Proses PPA
3	Napal	Kerinci	0.58	2013	Konstruksi	20	Batang Sangir	Solok Sltm	10.00	2017	Proses PPA
4	Meintang	Solok Sltm	7.50	2013	Konstruksi	21	Hydro power	Solok Sltm	10.00	2017	Proses PPA
5	Lubuk Gadang	Agam	4.00	2015	Konstruksi	22	Sangir 1	Solok Sltm	10.00	2017	Proses PPA
6	Guntung	Agam	2.60	2015	Konstruksi	23	Sungai Garam Hydro	Solok Sltm	10.00	2017	Proses PPA
7	Bayang	Pessel	4.50	2015	Sudah PPA	24	Gunung Tujuh	Kerinci	8.00	2017	Proses PPA
8	Tarusan	Pessel	3.20	2015	Sudah PPA	25	Tuik	Pessel	6.42	2016	Proses PPA
9	Lintau 1	Tanah Datar	9.00	2015	Sudah PPA	26	Muara Sako	Pessel	3.00	2016	Proses PPA
10	Gumanti-3	Solok	6.45	2015	Sudah PPA	27	Kerambit	Pessel	1.40	2016	Proses PPA
11	Induring	Pessel	1.20	2015	Sudah PPA	28	Gumanti 1	Solok	4.00	2016	Proses PPA
12	Batang Sumpur	Pasaman	8.00	2016	Proses PL	29	Batang Samo	50 kota	7.00	2016	Proses PPA
13	Bukit Cubadak	50 kota	9.21	2016	Proses PL	30	Alahan Panjang	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
14	Patimah	Pasaman	2.80	2016	Proses PL	31	Kambahan	Pasaman	3.00	2016	Proses PPA
15	Sianok Duku	Agam	6.60	2016	Proses PL	32	Rabi Jonggor	Pasaman Brt	9.50	2016	Proses PPA
16	laruang Gosan	50 kota	4.00	2016	Proses PL	33	Sungai Aur	Pasaman Brt	2.30	2016	Proses PPA
17	Siamang Bunyi	50 kota	1.70	2016	Proses PL	34	Sikarbau	Pasaman Brt	2.40	2016	Proses PPA

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A6.7 dan Tabel A6.8.

Tabel A6.7 Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Maninjau	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
2	Padang luar	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Payakumbuh	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
4	Simpangharu	150/20 kV	Ext	60	2017	Committed
5	Pariaman	150/20 kV	Ext	30	2017	Committed
6	Kambang	150/20 kV	Ext	60	2017	Committed
7	Batu Sangkar	150/20 kV	Ext	20	2017	Committed
8	Sangir	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
9	Sungai Rumbai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
10	Sungai Rumbai	150/20 kV	New	30	2018	Committed
11	SIMPANG EMPAT	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
12	PIP	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
13	PAYAKUMBUH	150/20 kV	Uprate	60	2018	Committed
14	MANINJAU	150/20 kV	Ext	60	2018	Committed
15	Kiliranjao	150/20 kV	Ext	30	2018	Committed
16	Padang Panjang	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
17	Bungus	150/20 kV	Ext	30	2018	Committed
18	Bingkuang	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
19	Sangir	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
20	Pasaman/Lubuk Sikaping	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
21	Simpang Empat	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
22	Kiliranjao	150/20 kV	Uprate	60	2017	Operasi
23	Salak	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
24	SOLOK	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
25	Bungus	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
26	Masang 2	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
27	Padang luar	150 kV	Ext	2 LB	2022	Committed
28	Rao	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
29	Padang luar	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
30	Lubuk Alung	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
31	GIS Kota Padang	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
32	Bingkuang	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
33	Pauhlimo	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
34	Pariaman	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
35	Batu Sangkar	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
36	Solok	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
37	Singkarak	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
38	Batu Sangkar	150 kV	Ext	1 LB	2024	Rencana
39	Masang 3	150/20 kV	New	2 LB	2024	Rencana
40	Masang 2	150 kV	Ext	2 LB	2024	Committed
41	Bonjol	150/20 kV	New	30	2025	Rencana
42	Masang 2	150 kV	Ext	2 LB	2025	Committed
43	Ujung Gading	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
44	Simpang Empat	150/20 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
45	Pangkalan	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
46	Tapan/Lunang	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
47	Sijunjung	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
48	Salak	150/20 kV	Uprate	60	2026	Rencana
TOTAL				1790		

Tabel A6.8 Rencana Pengembangan GI 275 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Kiliranjao	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
2	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Payakumbuh	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
4	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
5	Payakumbuh	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Kiliranjao	275/150 kV	Ext	250	2018	Committed
7	Sungai Rumbai	275/150 kV	New	250	2018	Committed
8	Sungai Rumbai	275/150 kV	Ext	1000	2024	Rencana
9	Kiliranjao	275 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
TOTAL				2250		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A6.10 dan Tabel A6.11.

Tabel A6.9 Pembangunan Transmisi 275 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Kiliranjao	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	282	2017	Konstruksi
2	New Padang Sidempuan	Payakumbuh	275 kV	2 cct, 2 Zebra	600	2017	Konstruksi
3	Sungai Rumbai	Inc. 2 pi (Muara Bungo - Kiliranjao)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	1	2018	Rencana
TOTAL					883		

Tabel A6.10 Pembangunan Transmisi 150 kV Baru

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	RAO	Pasaman/Lb.Sikaping	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2022	Rencana
2	Marinjau	Padang Luar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkuit)	42	2017	Konstruksi
3	Padang Luar	Payakumbuh	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkuit)	32	2017	Konstruksi
4	Sangir	PLTP Muara Laboh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2019	Rencana
5	Sungai Rumbai	Sangir	150 kV	2 cct, 2 Hawk	140	2018	Rencana
6	Bingkuang	Inc. 2 Pi (Pauh Limo - L.Alung/PIP)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2019	Rencana
7	Pangkalan	Inc. 2 Pi (Payakumbuh-Kotopanjang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	8	2026	Rencana
8	Ujung Gading	Simpang Empat	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2026	Rencana
9	Tapan/Lunang	Inc. 2 Pi (Kambang-Muko2)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	8	2026	Rencana
10	GIS Kota Padang	Bingkuang	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	40	2023	Rencana
11	Sijunjung	Inc. 2 Pi (Kiliranjao-Ombilin)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	8	2026	Rencana
12	Lubuk Sikaping/Pasaman	Simpang Empat	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2019	Rencana
13	Solok	Inc. 2 Pi (Ombilin - Indarung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2024	Rencana
14	Singkarak	Batusangkar	150 kV	1 cct, 1 Hawk (2nd sirkuit)	25	2024	Rencana
15	Masang-2	Padang Luar	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2022	Rencana
16	Masang-2	Masang-3	150 kV	2 cct, 1 Hawk	20	2024	Rencana
17	Masang 2	PLTP Bonjol	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2025	Rencana
TOTAL					733		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A6.11 dengan rata-rata investasi sebesar U\$ 33,8 juta pertahun.

Tabel A6.11. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	335	1.804	65	72.666	47,5
2018	-	381	2.211	80	61.024	60,5
2019	-	433	2.718	96	60.489	67,4
2020	-	480	3.289	94	63.626	23,9
2021	-	501	3.757	104	38.553	28,4
2022	-	522	4.290	113	36.001	21,1
2023	-	544	4.899	124	28.440	21,5
2024	-	567	5.595	137	29.147	21,7
2025	-	592	6.390	151	29.935	22,4
2026	-	614	7.259	166	30.749	23,1
2017-2026	-	4.968	42.212	1.129	450.630	337,7

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A6.12 dan tabel A6.13.

Tabel A6.12. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	286	201	9.670	95	-	12.242
2018	159	221	3.530	32	-	8.320
2019	71	41	1.060	13	-	1.534
2020	78	26	2.400	19	-	1.988
2021	49	9	600	5	-	291
2022	49	9	600	5	-	291
2023	49	9	600	5	-	291
2024	49	9	600	5	-	291
2025	49	9	600	5	-	291
2026	49	9	600	5	-	291
Total	886	542	20.260	189	-	25.830

Tabel A6.13. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Rp. Miliar	JTR Rp. Miliar	Trafo Rp. Miliar	Pembangkit Rp. Miliar	Total Rp. Miliar
2017	108	41	5	-	155
2018	63	48	2	-	113
2019	29	9	1	-	40
2020	29	5	1	-	36
2021	18	2	0	-	21
2022	18	2	0	-	21
2023	18	2	0	-	21
2024	18	2	0	-	21
2025	18	2	0	-	21
2026	18	2	0	-	21
Total	339	115	10	-	470

A6.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A6.14.

Tabel A6.14. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	3.380	3.651	608	6	980	956
2018	3.612	3.897	647	9	950	141
2019	3.878	4.182	693	86	120	88
2020	4.181	4.505	744	37	60	0
2021	4.486	4.830	795	69	120	0
2022	4.813	5.178	850	94	240	160
2023	5.159	5.546	908	0	240	40
2024	5.532	5.943	970	259	1.000	47
2025	5.936	6.372	1.037	205	30	20
2026	6.369	6.832	1.109	81	300	164
Growth/ Jumlah	7,3%	7,2%	6,9%	847	4.040	1.616

LAMPIRAN A.7

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI JAMBI

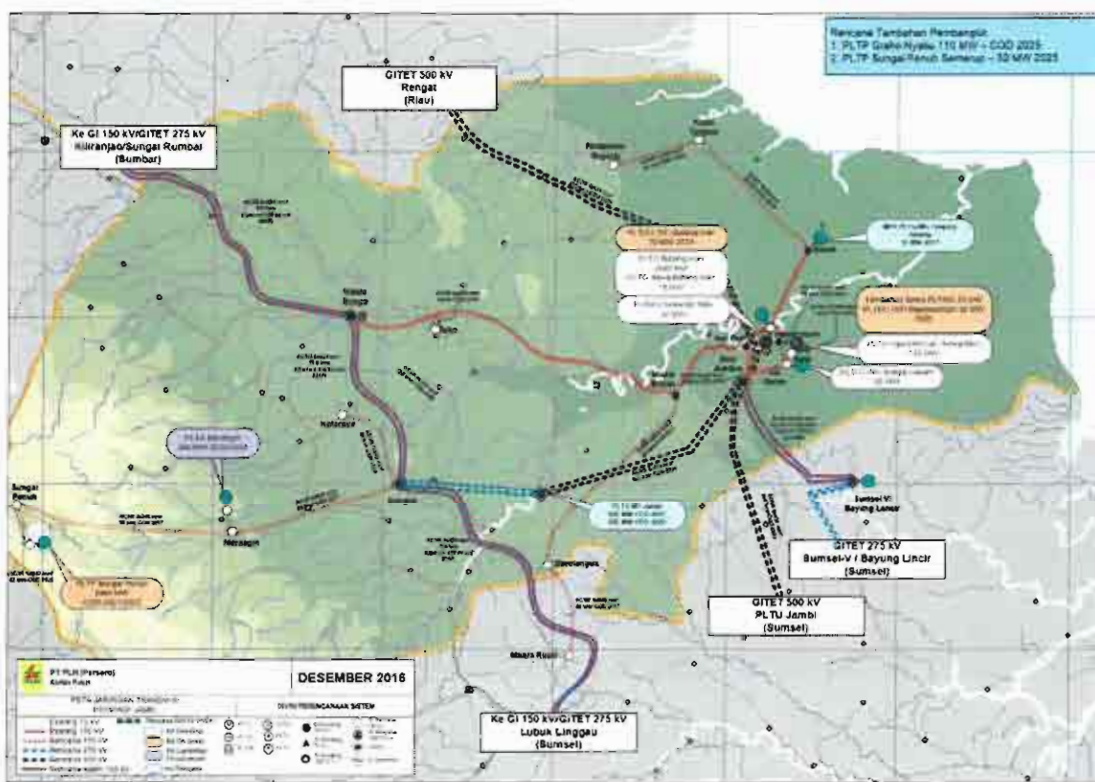
A7.1. KONDISI SAAT INI

Provinsi Jambi saat ini dipasok dari sistem interkoneksi Sumbagselteng melalui saluran transmisi 150 KV dan sebagian sistem isolated. Kapasitas pembangkit *eksisting* di Provinsi Jambi ditunjukkan pada Tabel A7.1.

Tabel A7.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTG	GAS	160,0	153,3
2	PLN	PLTMG	GAS	179,0	164,3
3	SEWA	PLTMG	GAS	95,0	92,0
4	SEWA	PLTD	HSD	20,0	20,0
Total				454,0	439,6

Peta kelistrikan Provinsi Jambi ditunjukkan seperti pada Gambar A7.1.



Gambar A7.1. Peta Jaringan Provinsi Jambi

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 11,1%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 257 MW pada tahun 2011 dan menjadi 430 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 10,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A7.2.

Tabel A7.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	745	891	962	1.038	1.113	1.119
2	Bisnis	215	227	279	296	314	321
3	Sosial	81	90	99	111	117	124
4	Industri	73	79	104	113	125	131
	Jumlah	1.114	1.287	1.445	1.558	1.669	1.695

A7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi pengusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A7.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,7%.

Tabel A7.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6,06	2.064	2.353	466	803.348
2018	6,53	2.310	2.628	516	846.735
2019	7,25	2.561	2.908	566	889.685
2020	7,72	2.910	3.297	636	934.649
2021	7,70	3.235	3.657	699	961.851
2022	7,67	3.548	4.003	759	992.201
2023	7,65	3.892	4.386	825	1.022.852
2024	7,63	4.270	4.806	897	1.053.867
2025	7,60	4.687	5.275	976	1.085.267
2026	7,54	5.143	5.789	1.063	1.117.080
Growth	7,3%	10,7%	10,5%	9,6%	3,7%

A7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Jambi memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri batubara sekitar 2.547,31 juta ton, potensi panas bumi diperkirakan sekitar 1.032 MWe tersebar di 8 lokasi dan tenaga air 373,9 MW yang terdapat di G. Kapur Kerinci, G. Kaca Kerinci, Sungai Betung, Semurup, Lempur, Air Dikit, Graho Nyabu Dan Sungai Tenang. Potensi tenaga air yang belum terukur pada 2 lokasi yaitu Merangin-2 dan Merangin-5.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Jambi dengan rincian seperti pada pada Tabel A7.4.

Tabel A7.4. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Karang Anyer	PLTBg	IPP	1,0	2017	Konstruksi
2	Tj. Jabung Timur (MPP)	PLTMG	PLN	30	2017	Rencana
3	Batanghari Ekspansi (ST)	PLTGU	PLN	30	2019	Konstruksi
4	Payoselincah (ST)	PLTGU	PLN	30	2020	Rencana
5	Sungai Penuh Small Scale	PLTP	Unallocated	5	2020	Rencana
6	Sungai Penuh (FTP2)	PLTP	PLN	110	2021/2022	Rencana
7	Jambi	PLTU MT	IPP	600 600	2021 2022	Rencana
8	Sungai Penuh Semurup	PLTP	Unallocated	30	2023	Rencana
9	Merangin-2	PLTA	IPP	350	2023/2024	Rencana
10	Graho Nyabu (PLTP tersebar Jambi)	PLTP	IPP	110	2025	Rencana
11	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	2,6	2017-2026	Rencana
12	PLTBm (Potensi Tersebar)	PLTBm	IPP	3,0	2017-2026	Rencana
13	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	5,0	2017-2026	Rencana
	Jumlah			1.907		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A7.5 dan Tabel A7.6.

Tabel A7.5. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Sungai Penuh	150/20 kV	Ext	30	2017	Committed
2	Sungai Penuh	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
3	Bangko	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
4	Merangin	150/20 kV	New	4 LB	2017	Konstruksi
5	Sarolangun	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
6	Muara Bulian	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
7	New Aurduri	150 kV	Uprate	2 LB	2017	Committed
8	Sei Gelam	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
9	New Aurduri	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
10	MUARA SABAK	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
11	Muaro Bungo	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
12	MUARA BULIAN	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
13	Aur Duri	150/20 kV	Uprate	60	2018	Committed
14	Tebo	150/20 kV	New	60	2019	Committed
15	GI/GIS Kota Jambi	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
16	Payoselincah (line Bay GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
17	Sei Gelam	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
18	Kuala Tungkal	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
19	Muara Sabak	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
20	Sarolangun	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
21	Sungai Penuh	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
22	Pelabuhan Dagang	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
23	Kuala Tungkal	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
24	Muaro Bungo	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
25	SAROLANGUN	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
26	Merangin	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
27	New Aurduri	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
28	KUALA TUNGKAL	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
29	Kotoroyo	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
30	Tebo	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
31	Muara Rupit	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
32	MUARA BULIAN	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
33	PLTP Sungai Penuh	150/20 kV	New	30	2025	Rencana
34	Sungai Penuh	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
35	Aur Duri	150/20 kV	Uprate	60	2025	Rencana
36	Sei Gelam	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
37	Sungai Penuh	150/20 kV	Uprate	60	2026	Rencana
38	PELABUHAN DAGANG	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
39	GIS Kota Jambi	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				1.500		

Tabel A7.6. Rencana Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Muaro Bungo	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
2	Muaro Bungo	275/150 kV	Ext	250	2018	Committed
3	Bangko	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
4	Bangko	275 kV	Ext	Reac	2017	Konstruksi
5	Bangko	275/150 kV	Ext	250	2018	Committed
6	New Aurduri	275/150 kV	New	250	2018	Rencana
7	New Aurduri	275/150 kV	Ext	250	2018	Rencana
8	New Aurduri	275/150 kV	Ext	TB	2019	Rencana
9	New Aurduri	275/150 kV	Ext	1000	2021	Rencana
10	New Aurduri/Jambi 2	500 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
11	New Aurduri/Jambi 2	500 kV	Ext	2 LB	2021	Committed
12	PLTU Jambi	500 kV	Ext	2 LB	2022	Committed
13	PLTU Jambi	500/275 kV	New	2 LB	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
14	PLTU Jambi	500/275 kV	Ext	500	2026	Rencana
15	PLTU Jambi	275 kV	New	2 LB	2026	Rencana
16	Muaro Bungo	275/150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
17	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	New	500	2019	Rencana
18	New Aurduri/Jambi 2	500/275 kV	Ext	500	2023	Rencana
19	Muara Enim	500 kV	Ext	2 LB	2023	Committed
TOTAL				4.000		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A7.7 dan Tabel A7.8.

Tabel A7.7. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bangko	PLTA Merangin	150 kV	2 cct, 2 Zebra	136	2017	Konstruksi
2	PLTA Merangin	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 2 Hawk	110	2017	Konstruksi
3	New Aur Duri	2 pi incomer (Aur Duri-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2018	Konstruksi
4	Muara Bulian	Sarolangun	150 kV	2 cct, 1 Hawk	130	2017	Konstruksi
5	Tebo	Inc. 2 Pi (Muara Bungo-Muara Bulian)	150 kV	2 cct, ACSR 2x340 mm ²	1	2019	Rencana
6	GI/GIS Kota Jambi	Inc. 2 Pi (Payoselincih-Sei Gelam)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	2	2019	Rencana
7	Payo Selincih	Sei Gelam	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	20	2019	Rencana
8	Muara Sabak	Kuala Tungkal	150 kV	2 cct, 1 Hawk	108.8	2019	Rencana
9	Kuala Tungkal	Pelabuhan Dagang	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2020	Rencana
10	PLTP Sungai Penuh	Sungai Penuh	150 kV	2 cct, 1 Hawk	84	2025	Rencana
11	Tebo/Bangko	Kotorayo	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2024	Rencana
TOTAL					771.8		

Tabel A7.8. Rencanan Pengembangan Transmisi 275 dan 500 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	New Aurdun/Jambi 2	Peranap/Riau 1	500 kV	2 cct, 4 Zebra	420	2019	Pengadaan
2	Bangko	PLTU Jambi	275 kV	2 cct, 4 Zebra	180	2022	Rencana
3	PLTU Jambi	New Aur Duri/ Jambi 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	180	2021	Rencana
TOTAL					780		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A7.9 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 40,0 juta pertahun.

Tabel A7.9. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	358	234	39	49.379	24,2
2018	-	405	251	40	50.669	26,1
2019	-	446	256	40	48.864	27,4
2020	-	498	279	43	50.996	29,8
2021	-	528	285	44	29.848	29,7
2022	-	564	298	44	33.460	31,3
2023	-	602	312	49	32.053	33,5
2024	-	642	335	55	32.450	36,3
2025	-	685	350	61	32.869	38,9
2026	-	750	388	67	33.318	42,5
2017-2026	-	5.475	2.988	482	393.904	319,7

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A7.10 dan tabel A7.11.

Tabel A7.10. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	261	151	8.350	126	-	8.595
2018	247	143	7.600	117	-	7.578
2019	225	149	7.550	116	-	7.907
2020	112	134	3.400	69	-	3.062
2021	112	134	3.500	69	-	3.076
2022	113	135	3.500	70	-	3.097
2023	113	135	3.500	70	-	3.097
2024	114	137	3.500	70	-	3.131
2025	115	137	3.500	71	-	3.144
2026	115	137	3.500	71	-	3.144
Total	1.525	1.393	47.900	848	-	45.832

Tabel A7.11. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM juta USD	JTR juta USD	Trafo juta USD	Pembangkit juta USD	Total juta USD
2017	103	27	19	-	151
2018	99	25	19	-	143
2019	96	27	20	-	143
2020	40	18	7	-	65
2021	41	18	7	-	66
2022	41	18	7	-	66
2023	41	18	7	-	66
2024	41	18	7	-	67
2025	42	18	7	-	67
2026	42	18	7	-	67
Total	585	204	105	-	901

A7.4. SISTEM ISOLATED

Provinsi Jambi masih memiliki 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.

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, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A7.12.

Tabel A7.12. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	2.064	2.353	466	32	650	376
2018	2.310	2.628	516	0	1.300	30
2019	2.561	2.908	566	30	650	552
2020	2.910	3.297	636	35	150	70
2021	3.235	3.657	699	659	1.060	180
2022	3.548	4.003	759	655	180	380
2023	3.892	4.386	825	210	500	0
2024	4.270	4.806	897	175	180	80
2025	4.687	5.275	976	110	150	84
2026	5.143	5.789	1.063	0	180	0
Growth/ Jumlah	10,7%	10,5%	9,6%	1.907	5.000	1.752

LAMPIRAN A.8

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI SUMATERA SELATAN

A8.1. KONDISI 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 eksisting di Provinsi Sumsel diberikan pada Tabel A8.1.

Tabel A8.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTD	HSD	54,5	54,5
2	PLN	PLTG	CNG	58,0	43,9
3	PLN	PLTG	GAS	195,5	185,4
4	PLN	PLTGU	GAS	284,0	194,5
5	PLN	PLTU	BB	260,0	228,1
6	PLN	PLTMH	Hys	1,6	1,6
7	Excess	PLTG	GAS	10,2	10,2
8	Excess	PLTU	BB	20,0	20,0
9	IPP	PLTA	Hyd	4,0	4,0
10	IPP	PLTG	GAS	76,8	76,8
11	IPP	PLTGU	GAS	260,0	260,0
12	IPP	PLTU	BB	987,0	983,0
13	SEWA	PLTG	GAS	30,0	12,0
Total				2.241,5	2076,4

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 9,0%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 257 MW pada tahun 2011 dan menjadi 1.006 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 10,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A8.2.

Tabel A8.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	1.661	1.787	2.164	2.354	2.486	2.500
2	Bisnis	541	588	636	677	733	751
3	Sosial	231	239	280	301	328	346
4	Industri	548	643	641	671	739	773
	Jumlah	2.982	3.257	3.721	4.003	4.287	4.370

A8.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A8.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 12,5%.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 9 puskesmas di 7 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Sumatera Selatan.

Tabel A8.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4,79	5.025	5.563	1.088	1.816.923
2018	5,17	5.754	6.360	1.230	1.916.737
2019	5,73	6.482	7.152	1.368	2.014.417
2020	6,11	7.601	8.371	1.583	2.115.028
2021	6,09	8.807	9.683	1.811	2.175.165
2022	6,07	9.838	10.798	1.998	2.215.300
2023	6,05	10.903	11.954	2.188	2.255.104
2024	6,03	12.122	13.278	2.405	2.294.563
2025	6,01	13.331	14.602	2.617	2.333.713
2026	5,96	14.447	15.754	2.795	2.372.616
Growth	5,8%	12,5%	12,3%	11,1%	3,0%

A8.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Sumatera Selatan memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari potensi sumber tenaga air untuk membangkitkan tenaga listrik 22,0 MW pada 1 lokasi yaitu Endikat-2, minyak bumi diperkirakan 1005,34 MMSTB, gas bumi sekitar 18,30 TSCF, dan batubara diperkirakan sekitar 69.030,82 juta ton serta panas bumi sekitar 1.885 MWe yang tersebar di 6 lokasi yang tersebar pada daerah Tanjungsakti, Rantau Dadap – Segamit, Bukit Lumut Balai, Ulu Danau, Marga Bayur dan Wai Selabung. Selain itu, terdapat potensi CBM sekitar 18,3 TCF.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Sumatera Selatan dengan rincian seperti pada pada Tabel A8.4.

Tabel A8.4 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Sukawinatan Palembang	PLTSa	IPP	0,5	2017	Rencana
2	Lumut Balai (FTP2) #1	PLTP	IPP	110 110	2018/2019 2022&2024	Konstruksi

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
3	Gunung Megang (Ekspansi)	PLTG	IPP	40	2019	Rencana
4	Komerling	PLTM	IPP	1,4	2019	Konstruksi
5	Sumsel-1	PLTU MT	IPP	600	2019/2020	PPA
6	Lumut Balai Small Scale	PLTP	Unallocated	5	2020	Rencana
7	Rantau Dadap (FTP2)	PLTP	IPP	86&134	2020&2026	PPA
8	Banyuasin	PLTU MT	IPP	240	2020	PPA
9	Sumbagsel-1	PLTU MT	IPP	300	2020	Rencana
10	Borang (ST)	PLTGU	PLN	30	2021	Rencana
11	Talang Duku (ST)	PLTGU	PLN	30	2021	Rencana
12	Kenali	PLTM	IPP	3,6	2021	PPA
13	Sumsel-6	PLTU MT	IPP	600	2021	Rencana
14	Lematang	PLTA	Unallocated	42	2022	Rencana
15	Danau Ranau (FTP2)#1	PLTP	IPP	40	2022	Rencana
16	Margabayur	PLTP	Unallocated	60	2023/2024	Rencana
17	Sumsel MT (Ekspansi)	PLTU MT	IPP	350	2023	Rencana
18	Sumsel-8	PLTU MT	IPP	1.200	2023/2024	PPA
19	Tanjung Sakti	PLTP	Unallocated	55	2025	Rencana
20	Sumatera 1 MT	PLTU MT	IPP	600	2026	Rencana
21	PLTBm (Potensi Tersebar)	PLTBm	IPP	35	2017-2026	Potensi
22	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	115	2017-2026	Potensi
	Jumlah			4.787		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV, 150 kV 275 kV dan 500 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A8.5 dan Tabel A8.6.

Tabel A8.5. Rencana Pengembangan GI 70 kV dan 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	kenten	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
2	Sekayu	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
3	Betung	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
4	Kayu Agung	150/20 kV	New	60	2017	Committed
5	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
7	Martapura	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
8	GIS Kota Barat	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
9	Gandus	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
10	GIS Kota Timur	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
11	GIS Kota Timur	150/70 kV	Ext	100	2017	Rencana
12	kenten	150 kV	Ext	1 LB	2017	Rencana
13	Boom Baru	70/20 kV	Ext	1 TB	2017	Rencana
14	Gumawang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
15	SUNGAJ JUARO	70/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
16	Bukit Asam	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
17	BETUNG	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
18	GUMAWANG	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
19	SUNGAI KEDUKAN	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
20	Pagar Alam	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
21	MARIANA	150/20 kV	Uprate	60	2017	Committed
22	Lahat	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
23	Baturaja	150 kV	Ext	1 LB	2018	Konstruksi
24	Tebing Tinggi	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
25	Lubuk Linggau	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
26	Lumut Balai	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
27	TALANG KELAPA	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
28	SUNGAI KEDUKAN	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
29	SIMPANG TIGA	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
30	PRABUMULIH	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
31	Lubuk Linggau	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
32	Lahat	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
33	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
34	Jakabaring	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
35	Gunung Megang	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
36	GIS Kota Timur	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
37	KENTEN	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
38	GANDUS	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
39	Borang	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
40	BATURAJA	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
41	GUMAWANG	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
42	BETUNG	150/20 kV	Uprate	60	2018	Committed
43	Muara Rupit	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
44	Muara Dua	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
45	Martapura	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
46	TALANG RATU	70/20 kV	Ext	30	2019	Rencana
47	MARIANA	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
48	GIS kota Barat	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
49	Tugumulyo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
50	Pendopo	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
51	Lumut Balai	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
52	Baturaja	150 kV	Ext	2 LB	2020	Committed
53	TALANG KELAPA	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
54	SEDUDUK PUTIH	70/20 kV	Ext	30	2020	Rencana
55	Lubuk Linggau	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
56	Bungaran	70/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
57	Boom Baru	70/20 kV	Ext	30	2020	Rencana
58	Keramasan	150/20 kV	Ext	1 LB	2021	Rencana
59	Sungai Lilin	150/20 kV	New	60	2021	Konstruksi
60	TEBING TINGGI	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
61	SUNGAI LILIN	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
62	SUNGAI KEDUKAN	70/20 kV	Ext	30	2021	Rencana
63	Bukit Asam	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
64	Bungaran	70/20 kV	Uprate	60	2022	Rencana
65	Bukit Siguntang	150/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
66	BATURAJA	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
67	Muara Dua	150 kV	Ext	2 LB	2022	Committed
68	Landing Point Sumatera-Bangka	150 kV	New	3 LB	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
69	Tanjung Api-Api/Mariana	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
70	TALANG KELAPA	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
71	SIMPANG TIGA	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
72	SEKAYU	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
73	PRABUMULIH	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
74	Lahat	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
75	Keramasan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
76	Gunung Megang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
77	KENTEN	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
78	SEDUDUK PUTIH	70/20 kV	Ext	30	2024	Rencana
79	MUARA DUA	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
80	Lubuk Linggau	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
81	Jakabaring	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
82	Bungaran	70/20 kV	Uprate	30	2024	Rencana
83	Boom Baru	70/20 kV	Ext	30	2024	Rencana
84	SUNGAI KEDUKAN	70/20 kV	Uprate	30	2025	Rencana
85	Pagar Alam	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
86	MARIANA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
87	GIS Kota Timur	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
88	GANDUS	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
89	Borang	70/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
90	BATURAJA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
91	TALANG KELAPA	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
92	MARTAPURA	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
93	Bukit Siguntang	70/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
TOTAL				4.060		

Tabel A8.6. Pengembangan GI 275 kV dan 500 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Lubuk Linggau	275/150 Kv	New	250	2017	Konstruksi
2	Lubuk Linggau	275 kV	Ext	Reac	2017	Konstruksi
3	Lahat	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
4	Lahat	275 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
5	Gumawang	275/150 kV	New	500	2017	Konstruksi
6	Lumut Balai	275/150 kV	New	250	2017	Konstruksi
7	Lubuk Linggau	275/150 kV	Ext	250	2018	Committed
8	Lahat	275/150 kV	Ext	500	2018	Committed
9	Bayung Lincir/PLTU Sumsel - 5	275 kV	New	4 LB	2018	Konstruksi
10	Betung	275/150 kV	New	250	2018	Committed
11	Betung	275/150 kV	Ext	250	2018	Committed
12	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
13	PLTU Sumsel-1	275/150 kV	New	2 LB	2019	Committed
14	Betung	275 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
15	Palembang-1/Palembang Utara/Kenten	275/150 kV	New	500	2019	Rencana
16	Muara Enim	275/150 kV	New	500	2020	Rencana
17	Muara Enim	275 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
18	PLTU Banyu asin	275/150 kV	New	2 LB	2020	Committed
19	Sungai Lilin	275/150 kV	New	250	2021	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
20	Muara Enim	275 kV	Ext		2021	Rencana
21	Gumawang	275/150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
22	PLTU Sumsel-6	275/150 kV	New	6 LB	2021	Committed
23	PLTU Sumsel-1	275/150 kV	Ext	2 LB	2021	Committed
24	PLTU Banyu Asin	275/150 kV	Ext	2 LB	2021	Committed
25	Palembang-2 / Palembang Tenggara	275/150 kV	New	500	2022	Rencana
26	Muara Enim/Sumsel 1	500/275 kV	New	500	2023	Rencana
27	Muara Enim	275 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
28	Muara Enim/Sumsel 1	500/275 kV	Ext	500	2023	Rencana
29	Lumut Balai	275/150 kV	Ext	250	2025	Committed
30	Gumawang	275/150 kV	Ext	250	2026	Rencana
TOTAL				5.250		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 70 kV, 150 kV, 275 kV dan 500 kV ditunjukkan pada Tabel A8.7 dan Tabel A8.8.

Tabel A8.7. Rencana Pengembangan Transmisi 70 kV dan 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Sarolangun	Muara Rupit	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2019	Rencana
2	Betung (rekonduktoring)	Talang Kelapa (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 2x310 mm ²	110,4	2017	Rencana
3	Kenten	Inc. 2 Pi (Talang Kelapa)	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm ²	1	2017	Konstruksi
4	Kenten	Tx. Tanjung Api-Api	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm ²	2	2017	Konstruksi
5	Betung	Sekayu	150 kV	2 cct, 1 Hawk	70	2017	Konstruksi
6	Lubuk Linggau	Tebing Tinggi	150 kV	2 cct, 1 Hawk	150	2018	Konstruksi
7	Mariana	Kayu Agung	150 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2017	Konstruksi
8	Kayu Agung	Gumawang	150 kV	2 cct, 2 Zebra	90	2018	Konstruksi
9	Baturaja	Semen Baturaja	150 kV	1 cct, 1 Hawk	5	2018	Konstruksi
10	Tugumulyo	Gumawang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2020	Rencana
11	Pendopo	Gunung Megang	150 kV	2 cct, ACSR 2x330 mm ²	60	2020	Rencana
12	Martapura	Inc. 2 pi (Baturaja-B. Kemuning)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017	Konstruksi
13	Tanjung Api-Api	Sunsang (Sumatera Landing Point)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2023	Rencana
14	Muara Dua	Martapura	150 kV	2 cct, 2 Hawk	92	2019	Rencana
15	PLTP Lumut Balai	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	44	2018	Konstruksi
16	Gandus	Kota Barat	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	6	2017	Rencana
17	Keramasan	Kota Barat	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	6	2021	Rencana
18	Kenten	Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	12	2017	Rencana
19	Boom Baru	Kota Timur	70 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	0,5	2018	Rencana
20	Kota Barat	Kota Timur	150 kV	1 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	5	2019	Rencana
21	PLTU Sumbagsel-1	Baturaja	150 kV	2 cct, 2 Hawk	80	2020	Rencana
22	Muara Dua	PLTP Danau Ranau	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2022	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
23	PLTP Rantau dadap	Lumut Balai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2020	Rencana
TOTAL					1.105,9		

Tabel A8.8. Pembangunan Transmisi 275 kV. 500 kV dan 500 kV DC

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Lahat	Muara Enim (tx)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	170	2017	Konstruksi
2	Muara Enim (tx)	Gumawang	275 kV	2 cct, 2 Zebra	190	2017	Konstruksi
3	PLTU Sumsel MT (Ekspansi)	Connection Point	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2023	Rencana
4	Lumut Balai	Inc.2 Pi (Lahat-Muara Enim (tx))	275 kV	2 cct, 2 Zebra	60	2018	Konstruksi
5	Muara Enim	Muara Enim (tx) (inc. 2 Phi)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2020	Rencana
6	Bayung Lincir/PLTU Sumsel-5	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	200	2018	Konstruksi
7	Sungai Lilin	Inc. 2pi (Betung-Sumsel-5)	275 kV	2 cct, 2 Zebra	2	2021	Konstruksi
8	Betung	GITET Palembang - 1/Palembang Utara	275 kV	2 cct, 4 Zebra	140	2019	Rencana
9	PLTU Sumsel-1	Betung	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2019	Konstruksi
10	Sumsel-6	GITET Palembang - 2/Palembang Tenggara	275 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2021	Rencana
11	Sumsel-6	PLTU Banyu asin	275 kV	2 cct, 2 Zebra	20	2021	Rencana
12	Sumsel-6	PLTU Sumsel-1	275 kV	2 cct, 2 Zebra	30	2021	Rencana
13	PLTA Banyuasin	Muara Enim	275 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2020	Rencana
14	Muara Enim/Sumsel 1	New Aur Duri/ Jambi 2	500 kV	2 cct, 4 Zebra	480	2023	Rencana
15	PLTU Sumsel-8	Muara Enim	500 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2023	Rencana
TOTAL					2.052		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A8.9 dengan rata-rata investasi sebesar U\$ 68,5 juta pertahun.

Tabel A8.9. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	844	426	79	129.939	53,8
2018	-	977	450	80	99.814	56,6
2019	-	1.093	431	81	97.680	60,0
2020	-	1.212	446	86	100.611	64,9
2021	-	1.270	424	87	60.137	64,2
2022	-	1.365	422	89	40.136	66,3
2023	-	1.459	416	100	39.804	71,1
2024	-	1.555	425	114	39.459	76,8
2025	-	1.656	413	126	39.150	82,1
2026	-	1.801	449	138	38.903	89,2
2017-2026	-	13.234	4.302	981	685.632	685,2

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A8.10 dan tabel A8.11.

Tabel A8.10. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	334	144	4.700	94	-	8.317
2018	354	131	3.700	74	-	7.692
2019	348	91	3.200	64	-	4.236
2020	113	148	4.200	61	-	4.903
2021	115	149	5.100	61	-	5.061
2022	116	150	5.100	62	-	5.176
2023	116	150	5.100	62	-	5.176
2024	118	152	5.200	63	-	5.359
2025	119	153	6.500	63	-	5.433
2026	119	153	6.500	63	-	5.433
Total	1.852	1.422	49.300	666	-	56.788

Tabel A8.11. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Rp.Miliar	JTR Rp.Miliar	Trafo Rp.Miliar	Pembangkit Rp.Miliar	Total Rp.Miliar
2017	117	27	13	-	157
2018	133	26	11	-	170
2019	139	19	10	-	169
2020	68	38	11	-	117
2021	68	38	11	-	117
2022	69	38	11	-	118
2023	69	38	11	-	118
2024	70	38	11	-	119
2025	70	38	11	-	120
2026	70	38	11	-	120
Total	872	339	110	-	1,325

A8.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A8.12.

Tabel A8.12. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	5.025	5.563	1.088	1	120	623
2018	5.754	6.360	1.230	55	270	550
2019	6.482	7.152	1.368	396	120	477
2020	7.601	8.371	1.583	931	120	480
2021	8.807	9.683	1.811	718	0	218
2022	9.838	10.798	1.998	137	0	90
2023	10.903	11.954	2.188	1.076	180	720
2024	12.122	13.278	2.405	685	0	0
2025	13.331	14.602	2.617	55	60	0
2026	14.447	15.754	2.795	734	60	0
Growth/ Jumlah	12,5%	12,3%	11,1%	4.787	930	3.158

Sistem kelistrikan Provinsi Bengkulu saat ini mendapatkan pasokan utama 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.



Tabel A9.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTA	Hydro	231,9	227,2
2	PLN	PLTD	HSD	50,0	50,0
3	PLN	PLTD	IDO	0,9	0,9
4	PLN	PLTM	Hydro	1,6	1,6
5	IPP	PLTM	Hydro	12,4	12,4
6	SEWA	PLTD	HSD	1,6	1,6
Total				298,4	192,72

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 13,0%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 120 MW pada tahun 2011 dan menjadi 204 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 10,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A9.2.

Tabel A9.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	357	418	478	545	620	623
2	Bisnis	72	80	88	103	117	120
3	Sosial	42	44	49	55	63	66
4	Industri	23	26	26	27	31	32
	Jumlah	493	568	642	730	830	841

A9.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A9.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 10,6%.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 144 puskesmas di 98 Kecamatan yang tersebar di 8 kabupaten di Provinsi Bengkulu.

Tabel A9.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,47	1.000	1.110	246	474.094
2018	5,90	1.104	1.222	269	495.617
2019	6,55	1.225	1.354	295	516.960
2020	6,97	1.365	1.507	326	539.305
2021	6,95	1.513	1.667	357	554.865
2022	6,93	1.673	1.840	392	568.518
2023	6,91	1.847	2.028	429	579.344
2024	6,89	2.036	2.234	469	590.318
2025	6,87	2.244	2.460	512	601.507
2026	6,81	2.471	2.706	559	612.879
Growth	6,6%	10,6%	10,4%	9,5%	2,9%

A9.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Bengkulu memiliki potensi energi primer yang terdiri dari batubara, yang diperkirakan cadangannya mencapai 211,02 juta ton, panas bumi yang diperkirakan potensinya mencapai 1.362 MWe yang tersebar pada 5 lokasi antara lain Tambang Sawah, B. Gedung Hulu Lais, Lebong Simpang, Suban Ayam dan Kepahiang/G. Kaba, serta tenaga air diperkirakan mencapai 50 MW yang berda pada 2 lokasi yaitu Padang Guci-2 dan Simpang Aur. Selain itu terdapat potensi CBM sekitar 3,6 TCF.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Bengkulu dengan rincian seperti pada pada Tabel A9.4.

Tabel A9.4 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Muko-muko (MPP)	PLTG/MG	PLN	30	2017	Rencana
2	Padang Guci	PLTM	IPP	6,0	2017	PPA
3	Air Putih	PLTA	IPP	21	2018	Rencana
4	Batu Balai/Manna	PLTM	IPP	4,0	2018	Konstruksi
5	Muara Sahung	PLTM	IPP	9,9	2019	PPA
6	Hululais (FTP2)	PLTP	PLN	110	2019&2021	Rencana
7	Bengkulu	PLTU	IPP	200	2019	PPA
8	Sengak	PLTM	IPP	0,7	2020	PPA
9	Bukit Daun	PLTP	Unallocated	90	2021&2024 &2025	Rencana
10	Musi Kota Agung	PLTA	Unallocated	27,4	2022	Rencana
11	Ketahun-1	PLTA	PLN	25	2023	Rencana
12	Hululais #3-4	PLTP	Unallocated	110	2023&2025	Rencana
13	Hululais Small Scale	PLTP	Unallocated	20	2023	Rencana
14	Tambang Sawah	PLTP	Unallocated	10	2023	Rencana
15	Kepahiang	PLTP	Unallocated	110	2025	Rencana
16	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	109	2017-2026	Potensi
	Jumlah			883		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 70 kV dan 150 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A9.5.

Tabel A9.5. Rencana Pengembangan GI 70 kV dan 150 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Pulau Baai	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
2	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Sukamerindu	70/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
4	Air Putih/Muara Aman	70/20 kV	New	30	2018	Rencana
5	Tes	70/20 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
6	Arga makmur	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
7	Pulau Baai	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
8	Pulau Baai	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
9	Pekalongan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
10	Manna	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
11	Muko Muko	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
12	Pulau Baai	150 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
13	Bintuhan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
14	Manna	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
15	PLTP Hululais	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
16	Pekalongan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
17	Pulau Baai	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
18	Muko Muko	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
19	Arga makmur	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
20	Muko Muko	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
21	PLTA Ketahun-1	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
22	Arga makmur	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
23	Pulau Baai	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
24	Pekalongan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
25	Pulau Baai	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
26	Pekalongan	150/20 kV	Uprate	60	2026	Rencana
TOTAL				930		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A9.6.

Tabel A9.6. Rencana Pengembangan Transmisi 70 kV dan 150 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Tess	Air Putih/Muara Aman	70 kV	2 cct, ACSR 1x210 mm ²	80	2018	Konstruksi
2	Pekalongan	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2017	Konstruksi
3	PLTU Bengkulu	Pulo Baai	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2019	Konstruksi
4	Pulo Baai	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	160	2018	Rencana
5	Muko-Muko	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 2 Zebra	360	2021	Rencana
6	Manna	Bintuhan	150 kV	2 cct, 1 Hawk	140	2019	Rencana
7	Pekalongan	PLTP Hululais	150 kV	2 cct, 2 Zebra	100	2019	Rencana
8	Kambang	Muko-Muko	150 kV	2 cct, 2 Hawk	220	2019	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
9	PLTA Ketahun-1	Arga Makmur	150 kV	2 cct, 1 Hawk	60	2023	Rencana
TOTAL					1.220		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A9.7 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 14,0 juta pertahun.

Tabel A9.7. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR Kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	168	85	18	21.954	10,9
2018	-	187	86	18	21.523	11,5
2019	-	207	82	18	21.343	12,1
2020	-	227	83	19	22.345	13,0
2021	-	240	80	20	15.560	13,0
2022	-	258	80	20	13.653	13,5
2023	-	278	79	22	10.826	14,4
2024	-	298	81	26	10.974	15,7
2025	-	320	80	29	11.189	16,9
2026	-	352	88	31	11.373	18,5
2017-2026	-	2.535	824	221	160.740	139,6

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A9.8 dan tabel A9.9.

Tabel A9.8. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			kVA	unit		
2017	91	46	2.350	47	-	3.169
2018	143	53	2.900	58	-	3.499
2019	143	26	1.900	38	-	2.220
2020	39	6	500	9	-	397
2021	39	6	500	9	-	397
2022	143	26	1.900	38	-	2.220
2023	143	26	1.900	38	-	2.220
2024	143	26	1.900	38	-	2.220
2025	143	26	1.900	38	-	2.220
2026	143	26	1.900	38	-	2.220
Total	1.169	270	17.650	351	-	20.782

Tabel A9.9. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Rp.Miliar	JTR Rp.Miliar	Trafo Rp.Miliar	Pembangkit Rp.Miliar	Total Rp.Miliar
2017	33	7	5	-	45
2018	62	11	8	-	81
2019	62	5	5	-	73
2020	16	1	1	-	19
2021	16	1	1	-	19
2022	62	5	5	-	73
2023	62	5	5	-	73
2024	62	5	5	-	73
2025	62	5	5	-	73
2026	62	5	5	-	73
Total	496	53	45	-	602

A9.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A9.10.

Tabel A9.10. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.000	1.110	246	36	2.380	90
2018	1.104	1.222	269	25	2.210	240
2019	1.225	1.354	295	265	740	470
2020	1.365	1.507	326	6	800	0
2021	1.513	1.667	357	108	520	360
2022	1.673	1.840	392	30	650	0
2023	1.847	2.028	429	187	980	60
2024	2.036	2.234	469	30	270	0
2025	2.244	2.460	512	195	360	0
2026	2.471	2.706	559	0	400	0
Growth/ Jumlah	10,6%	10,4%	9,5%	883	9.310	1.220

LAMPIRAN A.10

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI LAMPUNG

A10.1. KONDISI SAAT INI

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 A10.1.



Gambar A10.1 .Peta Kelistrikan Provinsi Lampung

Pembangkit eksisting di Provinsi Lampung ditunjukkan pada Tabel A10.1.

Tabel A10.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No.	Pemilik	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Total Kapasitas (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	PLN	PLTA	Hyd	118,3	117,6
2	PLN	PLTD	HSD	55,8	26,4
3	PLN	PLTG	GAS	118,0	114,8
4	PLN	PLTP	GEO	110,0	103,8
5	PLN	PLTU	BB	430,0	300,0
6	IPP	PLTP	GEO	55,0	55,0
7	IPP	PLTU	BB	44,0	44,0
8	Sewa	PLTG	GAS	60,0	60,0
Total				991,1	821,9

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 10,5%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 483 MW pada tahun 2011 dan menjadi 858 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 10,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2011-2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel A10.2.

Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 1 puskesmas di 1 Kecamatan di kabupaten Tanggamus Provinsi Lampung.

Tabel A10.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)					
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Rumah Tangga	1.457	1.731	1.877	2.069	2.205	2.335
2	Bisnis	306	383	427	399	401	432
3	Sosial	167	188	206	214	239	256
4	Industri	395	491	671	709	726	798
	Jumlah	2.325	2.793	3.182	3.392	3.571	3.820

A10.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Dari realisasi perusahaan lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel A10.3. dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 12,5%.

Tabel A10.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (Gwh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,46	4.160	4.767	907	1.945.948
2018	5,89	4.534	5.021	955	2.038.886
2019	6,53	4.993	5.520	1.033	2.128.687
2020	6,96	5.851	6.456	1.198	2.220.715
2021	6,94	6.736	7.419	1.366	2.269.933
2022	6,92	7.677	8.441	1.542	2.302.958
2023	6,90	8.581	9.425	1.708	2.335.429
2024	6,88	9.359	10.269	1.846	2.367.382
2025	6,85	11.096	12.161	2.169	2.393.866
2026	6,80	12.045	13.187	2.334	2.416.965
Growth	6,6%	12,5%	12,0%	11,1%	2,4%

A10.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik 10 tahun ke depan diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi dengan memperhatikan potensi sumber energi primer setempat.

Potensi Sumber Energi

Provinsi Lampung memiliki potensi sumber energi primer untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari batubara, tenaga air dan panas bumi, potensi batubara sekitar 107,89 juta ton. Potensi tenaga air untuk skala besar adalah 64,8 MW berada pada 2 lokasi yaitu Semung-3, dan Besai-2. Potensi panas bumi diperkirakan juga sangat besar yaitu mencapai 2.571 MWe yang terdapat di 13 lokasi diantaranya di daerah Wai Umpu, Danau Ranau, Purunan, G. Sekincau, Bacingot, Suoh Antatai, Fajar Bulan, Natar, Ulubelu, Lempasing, Wai Ratai, Kalianda dan Pematang Belirang.

Tabel A10.4. Potensi Tenaga Air

No.	Lokasi	Kapasitas (MW)	No.	Lokasi	Kapasitas (MW)
I	Mesui Tulang bawang		III	Semangka	
1	Besai / Umpu	7.50	1	Semangka Atas I	26.8
2	Giam Pukau	15.00	2	Semangka Atas II	23.2
3	Giam Angit	80.00	3	Semangka Atas III	28.2
4	Tangkal	1.50	4	Semangka Bawah I	35.5
5	Campang Limau	1.00	5	Semangka Bawah II	40.4
6	Sinar Mula	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 Lunk I	6.1
II	Sepuh / Sekampung		12	Simpang Lunk II	3.8
1	Bumayu	39.20	13	Simpang Lunk III	3.9

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sampai tahun 2026 diperlukan pembangunan pusat pembangkit di Provinsi Lampung dengan rincian seperti pada pada Tabel A10.5.

Tabel A10.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	NAMA PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Terbangi Ilir	PLTBg	IPP	3	2017	Rencana
2	Gunung Batin Baru	PLTBm	IPP	5	2017	PPA
3	Ulubelu #4 (FTP2)	PLTP	IPP	55	2017	Konstruksi
4	Semangka (FTP2)	PLTA	IPP	56,0	2018	Konstruksi
5	Lampung Peaker	PLTG/GU	PLN	200	2018	Rencana
6	Way Pintau	PLTM	IPP	3,2	2019	PPA
7	Besai-2	PLTA	Unallocated	27	2022	Rencana
8	Rajabasa (FTP2)	PLTP	IPP	220	2022&2025	Rencana
9	Wai Ratai (FTP2)	PLTP	IPP	55	2022	Rencana
10	Sekincau (FTP2)	PLTP	IPP	220	2025	Rencana
11	PLTBg (Potensi Tersebar)	PLTBg	IPP	3,0	2017-2026	Potensi
12	PLTM (Potensi Tersebar)	PLTM	IPP	30,0	2017-2026	Potensi
	Jumlah			877		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GI 150 kV dan 275 kV sampai tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel A10.6.

Tabel A10.6. Rencana Pengembangan GI 150 kV dan 275 kV

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
1	Liwa	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
2	Bukit Kemuning	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
3	Mesuji	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
4	Dipasena	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Mesuji	150 kV	Ext	2 LB	2017	Committed
6	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
7	Gedong Tataan	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
8	Pagelaran	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
9	Langkapura	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
10	TARAHAN	150/20 kV	Uprate	60	2017	Committed
11	NATAR	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
12	KOTABUMI	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
13	METRO	150/20 kV	Uprate	60	2017	Rencana
14	MENGGALA	150/20 kV	Uprate	60	2017	Konstruksi
15	KOTA AGUNG	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
16	BLAMBANGAN UMPU	150/20 kV	Ext	1 TB	2017	Konstruksi
17	Seputih banyak	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
18	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
19	Jati Agung	150/20 kV	New	60	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
20	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
21	Sukarame	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
22	Pakuan Ratu/Way Kanan	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
23	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
24	Blambangan Umpu	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
25	Dente Teladas	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
26	Teluk Ratai	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
27	Gedong Tataan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
28	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Committed
29	SEPUTIH BANYAK	150/20 kV	Uprate	60	2018	Committed
30	LIWA	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
31	BLAMBANGAN UMPU	150/20 kV	Uprate	60	2018	Rencana
32	Ketapang	150/20 kV	New	60	2019	Committed
33	Kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2019	Committed
34	Krui	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
35	Liwa	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
36	Sebalang	150/20 kV	Ext	2 TB	2019	Committed
37	TEGINENENG	150/20 kV	Uprate	60	2019	Committed
38	MESUJI	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
39	Menggala	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
40	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Konstruksi
41	Teluk betung	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
42	New Tarahan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
43	Sidomulyo	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
44	SUTAMI	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
45	SRIBAWONO	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
46	JATI AGUNG	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
47	ADIJAYA	150/20 kV	Uprate	60	2020	Rencana
48	GIS Garuntang	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
49	Bandar Negri Semung	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
50	KIM Tenggamus	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
51	Kota Agung	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
52	Peneumangan/Unit II	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
53	Kota Gajah	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
54	SUKARAME	150/20 kV	Uprate	60	2021	Rencana
55	Lampung-1	275/150 kV	New	500	2021	Rencana
56	Sukadana	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
57	Krui	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
58	Besai	150 kV	Uprate	2 LB	2022	Rencana
59	Bukit Kemuning	150 kV	Uprate	2 LB	2022	Rencana
60	Teluk Ratai	150 kV	Ext	2 LB	2022	Committed
61	kalianda	150 kV	Ext	2 LB	2022	Committed
62	Rajabasa/Kedaton	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
63	LANGKAPURA	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
64	Kali Rejo	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
65	Kotabumi	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
66	Bandar Negri Semung	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
67	SUKARAME	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
68	PENUMANGAN/UNIT II	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
69	KIM Tenggamus	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	New/ Ekstension	Kapasitas MVA/LB	COD	Status
70	GEDONG TATAAN	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
71	SIDOMULYO	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
72	METRO	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
73	KIM Tenggamas	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
74	DIPASENA	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
75	KOTABUMI	150/20 kV	Uprate	60	2025	Rencana
76	GIS Garuntang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
77	SEPUTIH BANYAK	150/20 kV	Uprate	60	2025	Rencana
78	RAJABASA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
79	PAKUAN RATU	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
80	TELUK RATAI	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
81	JATI AGUNG	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
82	DIPASENA	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
83	Dente Teladas	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				3.620		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan transmisi sampai dengan tahun 2026 untuk sistem 150 kV dan 275 kV ditunjukkan pada Tabel A10.7.

Tabel A10.7. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV dan 275 kV

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
1	Bukit Kemuning	Liwa	150 kV	2 cct, 1 Hawk	80	2017	Konstruksi
2	Gumawang	Mesuji	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2017	Konstruksi
3	Menggala	Kotabumi	150 kV	1 cct, 2 Hawk (2nd sirkuit)	57,5	2020	Konstruksi
4	Menggala	Seputih Banyak	150 kV	2 cct, 2 Zebra	120	2017	Konstruksi
5	Sukarame	Jatiagung	150 kV	2 cct, 2 Hawk	16	2018	Rencana
6	Sukarame	Inc. 2 Pi (Sutami-Natar)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	2	2018	Rencana
7	Pakuan Ratu/Way Kanan	Blambangan Umpu	150 kV	2 cct, 2 Hawk	30	2018	Rencana
8	Seputih banyak	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	200	2017	Konstruksi
9	Dente Teladas	2 Pi Inc. (Seputih Banyak-Dipasena)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	20	2018	Rencana
10	Mesuji	Dipasena	150 kV	2 cct, 2 Hawk	152	2017	Rencana
11	Pagelaran	Gedong Tataan	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2017	Rencana
12	Gedon Tataan	Teluk Ratai	150 kV	2 cct, 2 Hawk	60	2018	Rencana
13	Kalanda	Ketapang	150 kV	2 cct, 2 Hawk	90	2019	Rencana
14	Langkapura	Inc. 2 Pi (New Tarahan- Teluk Betung)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	2	2017	Rencana
15	Teluk Betung	New Tarahan	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	30	2020	Rencana
16	Sidomulyo	Inc. 2 Pi (Kalianda-Sebalang)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2020	Rencana
17	GIS Rajabasa/Kedaton	Inc. 2 Pi (Natar-Sukarame)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm ²	10	2022	Rencana
18	Sukadana	Inc. 2 Pi (Sribawono-Seputih Banyak)	150 kV	2 cct, 1 Hawk	10	2022	Rencana
19	Kota Gajah	Inc. 2 Pi (Seputih Banyak - Menggala)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2021	Rencana
20	Garuntang	Inc. 2 Pi (New Tarahan-Teluk Betung)	150 kV	2 cct, XLPE CU 1x800 mm ²	10	2021	Rencana

No	Dari	Ke	Tegangan	Konduktor	Kms	COD	Status
21	PLTA Semangka	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	134	2018	Konstruksi
22	Kalirejo	Kotabumi	150 kV	2 cct, 2 Hawk	70	2023	Rencana
23	Liwa	Krui	150 kV	2 cct, 2 Hawk	120	2019	Rencana
24	KIM Tenggamus	Kota Agung	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2021	Rencana
25	Krui	Kota Agung/KIM	150 kV	2 cct, 2 Hawk	160	2022	Rencana
26	PLTP Suoh sekincau	inc 2pi (Bukit Kemuning-Liwa)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	38	2025	Rencana
27	Bukit Kemuning (rekonduktoring)	Besai (rekonduktoring)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	70	2025	Rencana
28	Peneumangan/Unit II	Inc. 2Phi (Menggala-Gumawang)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	10	2021	Rencana
29	Teiuk Ratai	PLTP Wai Ratai	150 kV	2 cct, 1 Hawk	40	2022	Rencana
30	Kalianda	PLTP Rajabasa	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2022	Committed
31	Bandar Negri Semung	Inc. 2 Phi (kota Agung Semangka)	150 kV	2 cct, 2 Hawk	40	2023	Rencana
32	Lampung-1	Inc. 2 Phi (Sribawono-Tegineneng)	150 kV	2 cct, 2 Zebra	10	2021	Rencana
33	Sribawono	Lampung-1	150 kV	2 cct, 2 Zebra	37	2023	Rencana
34	Tegineneng	Lampung-1	150 kV	2 cct, 2 Zebra	110	2021	Rencana
35	Tegineneng	Natar	150 kV	2 cct, 2 Zebra	36	2021	Rencana
36	Blambangan Umpu	Inc. 2 Phi (Sribawono-Tegineneng)	150 kV	2 cct, HTLS 1x310 mm2	2	2018	Rencana
37	Gumawang	Lampung-1	275 kV	2 cct, 4 Zebra	500	2021	Rencana
TOTAL					2.586,5		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel A10.8 dengan rata-rata investasi sebesar US\$ 60,8 juta pertahun.

Tabel A10.8. Rencana Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	Kit kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Tambahan Pelanggan	Investasi (juta US\$)
2017	-	337	437	73	102.623	44,8
2018	-	301	468	83	92.938	47,9
2019	-	286	522	98	89.800	54,6
2020	-	288	636	129	92.029	68,2
2021	-	154	556	119	49.217	57,9
2022	-	103	563	127	33.026	46,9
2023	-	101	563	134	32.470	64,3
2024	-	99	568	143	31.954	70,2
2025	-	82	569	150	26.484	75,0
2026	-	71	543	150	23.099	77,9
2017-2026	-	1.822	5.425	1.208	573.640	607,6

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik, program pengembangan listrik perdesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel A10.9 dan tabel A10.10.

Tabel A10.9. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Jumlah Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	183	207	22.740	141	-	18.131
2018	269	332	29.800	198	-	24.343
2019	260	539	30.370	501	-	14.326
2020	132	148	4.800	75	-	9.858
2021	133	148	4.800	76	-	9.910
2022	134	149	4.800	76	-	9.978
2023	134	149	4.800	76	-	9.978
2024	135	151	4.900	77	-	10.087
2025	136	152	4.900	77	-	10.131
2026	136	152	4.900	77	-	10.131
Total	1.651	2.128	116.810	1.376	-	126.872

Tabel A10.10. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM Rp.Miliar	JTR Rp.Miliar	Trafo Rp.Miliar	Pembangkit Rp.Miliar	Total Rp.Miliar
2017	55	32	20	-	108
2018	78	51	29	-	159
2019	83	91	70	-	245
2020	40	27	15	-	82
2021	41	27	15	-	83
2022	41	27	15	-	83
2023	41	27	15	-	83
2024	41	27	15	-	84
2025	42	28	15	-	85
2026	42	28	15	-	85
Total	503	365	223	-	1,097

A10.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel A10.11.

Tabel A10.11. Ringkasan

Tahun	Penjualan (Gwh)	Produksi Energi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	4.160	4.767	907	63	600	774
2018	4.534	5.021	955	259	390	264
2019	4.993	5.520	1.033	3	240	210
2020	5.851	6.456	1.198	0	300	98
2021	6.736	7.419	1.366	8	800	726
2022	7.677	8.441	1.542	214	180	260
2023	8.581	9.425	1.708	0	330	147
2024	9.359	10.269	1.846	0	240	0
2025	11.096	12.161	2.169	330	300	108
2026	12.045	13.187	2.334	0	240	0
Growth/ Jumlah	12,5%	12,0%	11,1%	1.177	3.620	2.587

LAMPIRAN B

**RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN
PER PROVINSI WILAYAH OPERASI JAWA BALI**

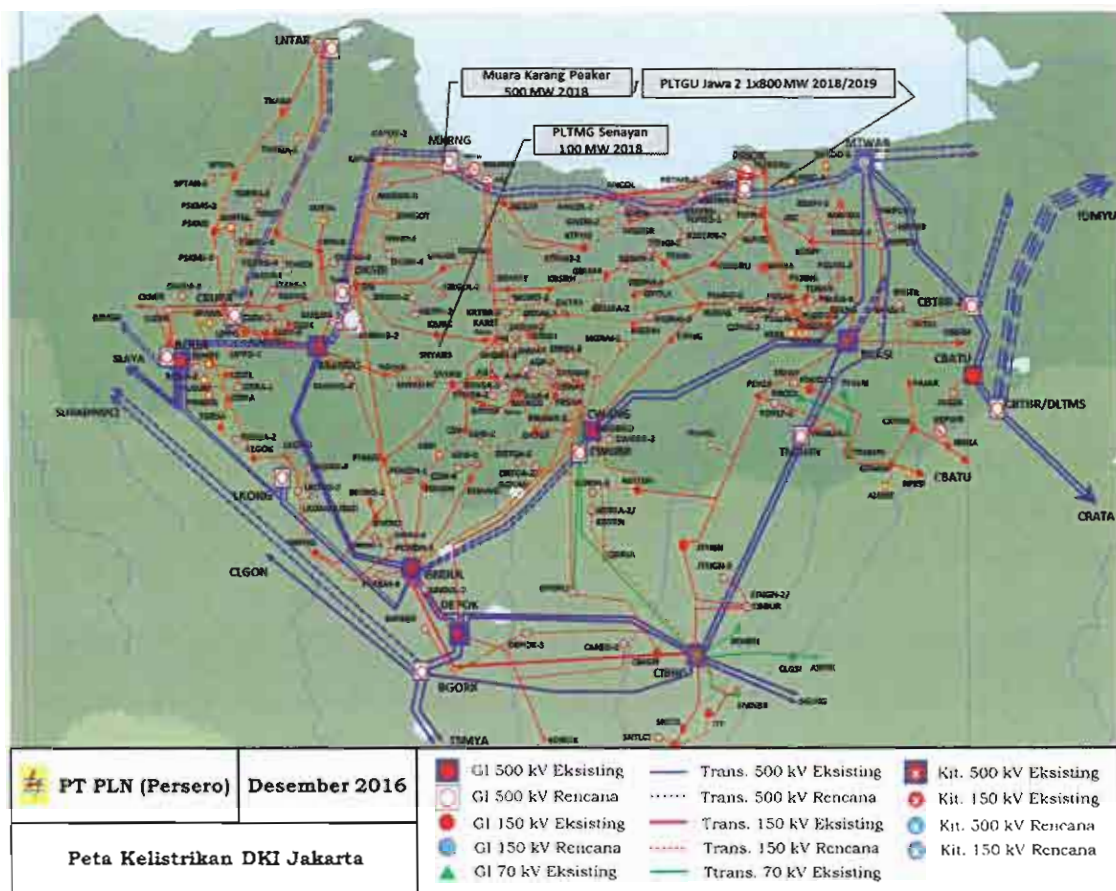
- B 1. PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA**
- B 2. PROVINSI BANTEN**
- B 3. PROVINSI JAWA BARAT**
- B 4. PROVINSI JAWA TENGAH**
- B 5. PROVINSI DAERAH ISTIMEWA YOGYAKARTA (DIY)**
- B 6. PROVINSI JAWA TIMUR**
- B 7. PROVINSI BALI**

LAMPIRAN B.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI DKI JAKARTA

B1.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi DKI Jakarta (tidak termasuk Kepulauan Seribu) tertinggi tahun 2016 sekitar 5.321 MW yang tercapai di bulan Juni 2016. 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.



Gambar B1.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta

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.

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 dan sebagian Jakarta Timur.
5. GITET Kembangan memasok Jakarta Barat dan sebagian Tangerang.
6. GITET Depok memasok Depok, sebagian Jakarta Selatan dan sebagian Jakarta Pusat.

Rincian (lokasi, kapasitas dan data mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B1.1.

Tabel B1.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (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
TOTAL					3691	3214

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.2.

Tabel B1.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	Kemayoran	1	150/20	60	141.6
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
2	Angke	1	150/20	60	164.5
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
3	Muara Karang	1	150/20	60	171.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
4	Mangga Besar	1	150/20	60	98.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
5	PIK	1	150/20	60	36.5
		2	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
6	Gunung Sahari	1	150/20	60	22.0
		2	150/20	60	
7	Ancol	1	150/20	60	88.5
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
8	Petukangan	1	150/20	60	155.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
9	Bintaro	1	150/20	60	134.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
10	Bintaro 2/ Pondok Aren	1	150/20	60	50.0
		2	150/20	60	
11	Danayasa	1	150/20	60	112.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
12	Senayan	1	150/20	60	125.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
13	Mampang Baru	1	150/20	60	144.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
14	Kemang	1	150/20	60	133.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
15	CSW	1	150/20	60	85.0
		2	150/20	60	
16	New Senayan	1	150/20	60	86.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
17	Pulogadung	1	150/20	60	222.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
		5	150/20	60	
18	Pulomas	1	150/20	60	103.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
19	Tanah Tinggi	1	150/20	60	37.0
		2	150/20	60	
20	Duri Kosambi	1	150/20	60	202.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
21	Kembangan	1	150/20	60	142.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
22	Cengkareng	1	150/20	60	201.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
		5	150/20	60	
23	Gandul	1	150/20	60	194.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
24	Pondok Indah	1	150/20	60	62.0
		2	150/20	60	
25	Gandaria	1	150/20	30	102.0
		2	150/20	30	
		3	150/20	30	
		4	150/20	30	
26	Cipinang	1	150/20	60	126.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
27	Grogol	1	150/20	60	132.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
28	Kebon Jeruk	1	150/20	60	120.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
29	Cawang	1	150/20	60	98.0
		2	150/20	60	
30	Cawang Baru	1	150/20	60	55.0
		2	150/20	60	
31	Duren Tiga	1	150/20	60	118.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
32	Marunda	1	150/20	60	130.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
33	Kandang Sapi	1	150/20	60	81.8
		2	150/20	60	
34	Priok Timur	1	150/20	60	31.0
35	Gambir Baru	1	150/20	60	103.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
36	Gedung Pola	1	150/20	60	68.0
		2	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		3	150/20	60	
37	Budi Kemuliaan	1	150/20	60	143.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		3	150/20	60	
38	Setia Budi	1	150/20	60	82.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
39	Karet Lama	1	150/20	60	87.0
		2	150/20	60	
40	Ketapang	1	150/20	60	91.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
41	Gambir Lama	1	150/20	60	105.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
42	Karet Baru	1	150/20	60	111.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
43	Kebon Sirih	1	150/20	60	64.0
		2	150/20	60	
44	Dukuh Atas	1	150/20	60	67.0
		2	150/20	60	
45	Manggarai	1	150/20	60	65.0
		2	150/20	60	
46	Abadi Guna Papan	1	150/20	60	107.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
47	Taman Rasuna	1	150/20	60	75.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
48	Miniatur	1	150/20	60	96.0
		2	150/20	60	
49	Jatirangon	1	150/20	60	197.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
50	Pondok Kelapa	1	150/20	60	156.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
51	Penggilingan	1	150/20	60	97.0
		2	150/20	60	
52	Pegangsaan	1	150/20	60	113.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
53	Plumpang	1	150/20	60	179.0

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
54	Kelapa Gading	1	150/20	60	42.5
		2	150/20	60	
Jumlah				9180	5951.4

B1.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan memberikan kontribusi langsung terhadap pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 6,26%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 3.880 MW pada tahun 2011 dan menjadi 5.321 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 6,8%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B1.3.

Tabel B1.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	12,810	40%
2	Komersil	12,279	38%
3	Publik	2,889	9%
4	Industri	4,234	13%
	Jumlah	32,212	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel B1.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,14%.

Tabel B1.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5.30	33,994	36,365	5,600	4,053,644
2018	5.74	36,483	38,988	6,000	4,124,010
2019	6.35	38,675	41,284	6,349	4,189,210
2020	6.74	41,377	44,119	6,781	4,258,157
2021	6.70	44,164	47,039	7,224	4,330,085
2022	6.66	46,661	49,647	7,620	4,404,809
2023	6.61	49,297	52,421	8,040	4,482,389
2024	6.57	52,082	55,348	8,484	4,562,967
2025	6.52	55,025	58,475	8,957	4,646,734

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2026	6.44	58,114	61,480	9,411	4,733,857
Growth	6.36	6.14%	6.01%	5.94%	1.74%

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 2026 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 yang memiliki fasilitas *daily start-stop* dengan kapasitas 500 MW dan PLTGU Jawa-2 800 MW di lokasi Priok, seperti ditampilkan pada Tabel B1.5. 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 penggunaan jenis mesin (dual fuel / single fuel), ketersediaan pasokan bahan bakar gas dan koneksi jaringannya.

Tabel B1.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Muara Karang	PLTGU	PLN	500	2018	Konstruksi
2	Jawa-2	PLTGU	PLN	600	2018	Konstruksi
3	Senayan	PLTMG	PLN	100	2018	Rencana
4	Jawa-2	PLTGU	PLN	200	2019	Konstruksi
5	Tersebar	PLTSa	IPP	85	2019	Rencana
Jumlah				1485		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B1.6.

Tabel B1.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Bekasi	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
2	Cawang (GIS)	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
3	Kembangan (GIS)	500/150 kV	Ext	500	2017	Rencana
4	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	Ext	2 Dia	2018	Pengadaan
5	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
6	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	New	1000	2018	Rencana
7	Kembangan (GIS)	500 kV	Ext	2 Dia	2018	Rencana
8	Muara Karang (GIS)	500/150 kV	New	1000	2018	Rencana
9	Muara Tawar	500 kV	Ext	-	2018	Rencana
10	Priok (GIS)	500/150 kV	New	1000	2018	Rencana
11	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
12	Duri Kosambi (GIS)	500/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
13	Cawang (GIS)	500 kV	Ext	2 Dia	2020	Rencana
14	Cawang Baru (GIS)	500/150 kV	New	1000	2020	Rencana
15	Switching PIK (GIS)	500 kV	New	4 Dia	2020	Rencana
TOTAL				6001		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B1.7.

Tabel B1.7. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Cawang Lama	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
2	CSW (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
3	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
4	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
5	Duren Tiga (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
6	Duri Kosambi	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
7	Gambir Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
8	Gambir Lama (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
9	Gandaria (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
10	Gedung Pola	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
11	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Energize
12	Harapan Indah (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
13	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
14	Jatirangon	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
15	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
16	Karet Baru	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
17	Karet Lama	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
18	Karet Lama	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
19	Karet Lama	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
20	Kebon Sirih (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
21	Kemang (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
22	Kemayoran	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
23	Ketapang (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
24	Mampang Dua (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
25	Mangga Besar (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
26	Manggarai (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
27	Manggarai (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
28	Manggarai (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Konstruksi
29	Miniatur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
30	Miniatur (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
31	New Senayan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
32	Penggilingan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
33	Petukangan	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
34	Plumpang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Pengadaan
35	Pondok Indah (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2017	Pengadaan
36	Pondok Indah (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
37	Priok Timur (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
38	Abadi Guna Papan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
39	Abadi Guna Papan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
40	Abadi Guna Papan II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
41	Angke	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
42	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
43	Cawang Baru (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
44	Cawang Lama	150/20 kV	Ext	60	2018	Konstruksi
45	Cibinong	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
46	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
47	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
48	Danayasa (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
49	Danayasa (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
50	Dukuh Atas (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
51	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
52	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
53	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150/20 kV	New	180	2018	Konstruksi
54	Gambir Baru	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
55	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
56	Gandaria (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
57	Gandaria II / Jl. Raya Bogor (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
58	Grogol (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
59	Halim (GIS)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
60	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
61	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
62	Jatirangon II / Cibubur	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
63	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
64	Jatiwaringin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
65	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
66	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
67	Kelapa Gading	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
68	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
69	Kembangan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
70	Kembangan II / Metland Cyber City (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
71	Kembangan II / Metland Cyber City (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
72	Marunda	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
73	Miniatur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
74	Muara Karang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
75	Muara Karang New (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
76	New Senayan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
77	Penggilingan (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
78	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
79	PLTMG Senayan	150 kV	New	6 LB	2018	Rencana
80	Plumpang II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
81	Poncol Baru II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
82	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
83	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
84	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
85	Semanggi Barat (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
86	Senayan III (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
87	Taman Rasuna (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
88	Taman Rasuna II / Pertamina Tower (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
89	Tanah Tinggi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
90	Tomang (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
91	Ancol (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
92	Ancol II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
93	Budi Kemuliaan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
94	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
95	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
96	Dukuh Atas II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
97	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
98	Duri Kosambi	150 kV	Ext	-	2019	Rencana
99	Gandaria (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
100	Gandul	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
101	Grogol II (GIS)	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
102	Grogol II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
103	Grogol II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
104	Gunung Sahari (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
105	Gunung Sahari (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
106	Gunung Sahari II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
107	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
108	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
109	Jatirangon III	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
110	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
111	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
112	Kapuk / PIK (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
113	Karet Baru II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
114	Karet Lama II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
115	Kebon Jeruk II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
116	Kemayoran II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
117	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
118	Muara Karang III / Kamal	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
119	Muara Karang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
120	Petukangan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
121	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
122	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
123	Pondok Kelapa II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
124	Priok Timur II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
125	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
126	Pulo Mas II	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
127	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
128	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
129	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
130	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
131	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
132	Tanah Tinggi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
133	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
134	Abadi Guna Papan III (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
135	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
136	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
137	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
138	Gambir Lama II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
139	Penggilingan II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
140	Penggilingan II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
141	Penggilingan III (GIS)	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
142	Pulo Gadung	150 kV	Ext	1 LB	2020	Rencana
143	Pulo Gadung	150 kV	Ext	1 LB	2020	Konstruksi
144	Trans II	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
145	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
146	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	New	100	2021	Rencana
147	Jatirangon III	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
148	Kandang Sapi (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
149	Kapuk / PIK (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
150	Kapuk II (GIS)	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
151	Petukangan II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2021	Rencana
152	Cawang Baru II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2022	Rencana
153	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
154	Grogol III (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
155	Kebon Sirih II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
156	Ketapang II (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
157	Pegangsaan II (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
158	Pulo Gadung II (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
159	Pulo Gadung III (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
160	Setiabudi II (GIS)	150/20 kV	New	200	2022	Rencana
161	Cipinang II / Jatinegara	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
162	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
163	Cipinang III / Klender (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
164	Danayasa III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
165	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
166	Kandang Sapi II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
167	Kebon sirih II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
168	Kebon Sirih III (GIS)	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
169	Kemayoran	150 kV	Ext	1 LB	2023	Rencana
170	Kemayoran III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
171	Manggarai II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
172	Manggarai III (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
173	Priok Barat (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2023	Rencana
174	Senayan III (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
175	Senayan IV (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2023	Rencana
176	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
177	Duren Tiga III / Andara (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
178	Gandaria II / Jl. Raya Bogor (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
179	Gandaria III / Mekarsari (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
180	Grogol II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
181	Jatiwaringin (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
182	Jatiwaringin II / Jatimakmur (GIS)	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
183	Tanah Tinggi II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
184	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
185	Abadi Guna Papan IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
186	Ancol (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
187	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
188	Cawang Baru III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
189	Dukuh Atas II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
190	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
191	Duri Kosambi IV (GIS)	150/20 kV	New	100	2025	Rencana
192	Gandaria II / Jl. Raya Bogor (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
193	Gunung Sahari III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
194	Harapan Baru (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
195	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
196	Karet Lama II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
197	Kemayoran III (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
198	Petukangan II	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
199	Petukangan III (GIS)	150/20 kV	New	200	2025	Rencana
200	Harapan Indah II (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
201	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
202	Taman Rasuna II / Pertamina Tower (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	TOTAL			15040		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B1.8.

Tabel B1.8. Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Kembangan (GIS)	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	6	2018	Konstruksi
2	Muara Karang (GIS)	Duri Kosambi (GIS)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	30	2018	Rencana
3	Priok	Muara Tawar	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	30	2018	Rencana
4	Priok	Muarakarang (GIS)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	20	2018	Rencana
5	Cawang Baru (GIS)	Gandul	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	40	2020	Rencana
6	Cawang Baru (GIS)	Cawang (GIS)	500 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	1	2020	Rencana
7	Switching PIK	Inc. (Durikosambi - Muara Karang)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	10	2020	Rencana
	TOTAL				137		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B1.9.

Tabel B1.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	5.2	2017	Konstruksi
2	Duren Tiga	Kemang	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	6	2017	Konstruksi
3	Gandaria (GIS)	Miniatur (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	24	2017	Konstruksi
4	Gedung Pola	Manggarai	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	5	2017	Konstruksi
5	Harapan Indah (GIS)	Inc. (Bekasi - Plumpang)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	2	2017	Konstruksi
6	Jakarta Garden City / Cakung Township / Marunda II (GIS)	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	10	2017	Konstruksi
7	Jatake	Maximangando	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	1.1	2017	Konstruksi
8	Karet Baru	Karet Lama	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	1	2017	Pengadaan
9	Kebon Sirih (GIS)	Gambir Lama (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	4	2017	Pengadaan
10	Ketapang (GIS)	Mangga Besar (GIS)	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	5	2017	Konstruksi
11	Manggarai (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	5	2017	Konstruksi
12	Muara Karang Lama	Muarakarang Baru	150 kV	New, 2 cct, CU 2x2000	2	2017	Konstruksi
13	New Senayan (GIS)	Inc. Senayan - Petukangan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2017	Pengadaan
14	Pelindo II Priok	Priok Timur	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	5	2017	Pengadaan
15	Plumpang	Gambir Baru	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2017	Energize
16	Abadi Guna Papan II (GIS)	Cawang Lama	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	6	2018	Rencana
17	Ancol	Kemayoran	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	9.6	2018	Rencana
18	Angke	Ancol	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	11.78	2018	Rencana
19	Cipinang II / Jatinegara (GIS)	Pulo Gadung II	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2018	Rencana
20	CSW II / Antasari / Kemang Village (GIS)	Inc. (Durentiga - Kemang)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	5.2	2018	Rencana
21	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
22	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	Depok II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
23	Duri Kosambi II / Daan Mogot (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Muara Karang Baru)	150 kV	New, 4 cct, GTACSR 2xTDrake	2	2018	Konstruksi
24	Gambir Lama II (GIS)	Inc. (Kebon Sirih - Gambir Lama)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1000	2	2018	Rencana
25	Gandaria (GIS)	Cibinong	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	24	2018	Rencana
26	Gandaria II / Jl. Raya Bogor (GIS)	Inc. (Gandaria - Miniatur)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	4	2018	Rencana
27	Halim (GIS)	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	12	2018	Rencana
28	Halim (GIS)	Poncol Baru II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	12	2018	Rencana
29	Jatirangon II / Cibubur	Inc. (Jatirangon - Cibinong)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	4	2018	Konstruksi
30	Jatiwaringin (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Jatirangon)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xDrake	1	2018	Konstruksi
31	Karet Lama	Semanggi Barat	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	8	2018	Pengadaan
32	Kebon sirih II (GIS)	Inc. (Gambir Lama - Pulo Mas)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
33	Kemayoran	Priok Barat	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	9.28	2018	Rencana
34	Kemayoran II (GIS)	Inc. (Kemayoran - Gunung Sahari)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	6	2018	Rencana
35	Kembangan (GIS)	Tx. Petukangan	150 kV	New, 2 cct, CU 2x2000	5	2018	Rencana
36	Kembangan II / Metland Cyber City (GIS)	Kembangan (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2018	Rencana
37	Mampang Baru (GIS)	Abadi Guna Papan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	7	2018	Rencana
38	Miniatur (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	16	2018	Rencana
39	Muara Karang	Angke	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	12	2018	Rencana
40	Pegangsaan	Penggilingan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2018	Rencana
41	Pelindo II Kalibaru	Marunda	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1200	10	2018	Pengadaan
42	Penggilingan II (GIS)	Penggilingan (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	12	2018	Rencana
43	Petukangan	Serpong	150 kV	New, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	18.9	2018	Rencana
44	Petukangan	Bintaro	150 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	2.3	2018	Rencana
45	PLTMG Senayan	GIS Senayan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	2	2018	Rencana
46	PLTMG Senayan	Inc. Karet Lama - CSW	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2x240	4	2018	Rencana
47	Plumpang	Kandang Sapi	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	13.32	2018	Rencana
48	Plumpang II (GIS)	Inc. (Priok Barat - Plumpang)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	28	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
49	Pondok Indah II / Cirendeu (GIS)	Inc. (Petukangan - Gandul)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	12	2018	Rencana
50	Priok Timur (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	14	2018	Rencana
51	Pulo Gadung	Penggilingan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2018	Rencana
52	Pulo Gadung II (GIS)	Inc. Pegangsaan (Pulo Gadung (GIS)) - Penggilingan	150 kV	Rec, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	20	2018	Rencana
53	Semanggi Barat (GIS)	Inc. (Box. Semanggi Timur - Karet Lama)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1000	16	2018	Rencana
54	Senayan (GIS)	Danayasa	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	6	2018	Rencana
55	Senayan III (GIS)	New Senayan	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	32	2018	Rencana
56	Taman Rasuna II / Pertamina Tower (GIS)	Taman Rasuna	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2018	Rencana
57	Tomang (GIS)	Grogol	150 kV	New, 2 cct, CU 2x800	10	2018	Rencana
58	Tx. Semanggi Barat	Tx. Semanggi Timur	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	6	2018	Pengadaan
59	Tx. Semanggi Timur	Mampang	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	4	2018	Pengadaan
60	Ancol II (GIS)	Ancol (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
61	Dukuh Atas II	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
62	Grogol II (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
63	Gunung Sahari II (GIS)	Gunung Sahari	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
64	Jatirangon III	Jatirangon II / Cibubur	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
65	Kandang Sapi II (GIS)	Kandang Sapi (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
66	Karet Baru II (GIS)	Dukuh Atas (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	4	2019	Rencana
67	Karet Lama II (GIS)	Semanggi Barat (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	5	2019	Rencana
68	Kebon Jeruk II (GIS)	Grogol II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	10	2019	Rencana
69	Manggarai II (GIS)	Taman Rasuna II / Pengadegan Timur (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
70	Muara Karang III / Kamal	Inc. (Muara Karang Baru - Duri Kosambi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
71	Muara Karang Lama	Budi Kemuliaan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	20	2019	Rencana
72	Petukangan II (GIS)	Petukangan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
73	Pondok Indah III / Ciputat (GIS)	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
74	Pondok Kelapa II	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
75	Priok Timur II (GIS)	Inc. (Priok Timur - Ancol)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x1000	8	2019	Rencana
76	Pulo Mas II	Inc. (Pegangsaan II - Pulomas)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x800	20	2019	Rencana
77	Semanggi Barat II / Benhil (GIS)	Inc. (Karet - Angke)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	4	2019	Rencana
78	Senayan IV (GIS)	Inc. (Senayan - New Senayan)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1000	4	2019	Rencana
79	Tanah Tinggi II (GIS)	Inc. (Tanah Tinggi - Gambir Lama)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x800	20	2019	Rencana
80	Abadi Guna Papan III (GIS)	Abadi Guna Papan II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2020	Rencana
81	Danayasa II / Semanggi Timur (GIS)	Inc. (Karet - Tx. Semanggi Timur)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1000	20	2020	Rencana
82	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	Duri Kosambi II	150 kV	New, 2 cct, CU 1x800	10	2020	Rencana
83	Jatiwaringin / Trans I	Tx Miniatur	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	24	2020	Rencana
84	Penggilingan III (GIS)	Penggilingan II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2020	Rencana
85	Pondok Kelapa	Tambun	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	28	2020	Rencana
86	Trans II	Inc. (Jatirangon - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	0.4	2020	Rencana
87	Trans II	Inc. (Trans I - Pondok Kelapa)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	0.4	2020	Rencana
88	Tx Pondok Kelapa	Tx Jatiwaringin / Trans I	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	24	2020	Rencana
89	Harapan Indah II (GIS)	Inc. (Harapan Indah - Muara Tawar)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
90	Kapuk II (GIS)	Kapuk/PIK (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	4	2021	Rencana
91	Grogol III (GIS)	Inc. (Duri Kosambi - Grogol)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana
92	Ketapang II (GIS)	Inc. (Angke - Karet Lama)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
93	Pegangsaan II (GIS)	Inc. (Pegangsaan - Pulomas)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x800	20	2022	Rencana
94	Pulo Gadung III (GIS)	Pulo Gadung II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2022	Rencana
95	Setiabudi II (GIS)	Cawang Baru II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	14	2022	Rencana
96	Cipinang III / Klender (GIS)	Cipinang II / Jatinegara	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2023	Rencana
97	Danayasa III (GIS)	Inc. (Abadi Guna Papan - Mampang Baru)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1000	8	2023	Rencana
98	Kebon Sirih III (GIS)	Kebon Sirih II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	5	2023	Rencana
99	Kemayoran	Priok Barat	150 kV	New, 1 cct, CU 2x1000	4.14	2023	Rencana
100	Kemayoran III (GIS)	Inc. (Kemayoran - Priok Barat)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x1000	8	2023	Rencana
101	Manggarai III (GIS)	Inc. (Manggarai - Pulomas)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
102	Duren Tiga III / Andara (GIS)	Duren Tiga II / Ragunan (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
103	Gandaria III / Mekarsari (GIS)	Gandaria II / Jl. Raya Bogor (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
104	Jatiwaringin II / Jatimakmur (GIS)	Jatiwaringin (GIS)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	0.4	2024	Rencana
105	Abadi Guna Papan IV (GIS)	Abadi Guna Papan III (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2025	Rencana
106	Cawang Baru III (GIS)	Cawang Baru (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x800	10	2025	Rencana
107	Duri Kosambi IV (GIS)	Duri Kosambi III / Rawa Buaya (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	5	2025	Rencana
108	Gunung Sahari III	Ancol (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2025	Rencana
109	Harapan Baru (GIS)	Harapan Indah II (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
110	Petukangan III (GIS)	Petukangan II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
	TOTAL				1183.02		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B1.10

Tabel B1.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	585	995	378	41,219
2018	675	1,148	432	70,366
2019	832	1,414	540	65,200
2020	301	512	370	68,947
2021	365	621	360	71,927
2022	325	553	360	74,725
2023	378	643	495	77,580
2024	335	570	330	80,578
2025	337	573	450	83,767
2026	301	512	320	87,123
2017-2026	4,434	7,538	4,035	721,432

Pengembangan Kelistrikan di 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 2017/2018: dari GI Teluk Naga sampai P. Tidung kecil sepanjang 42,5 km dengan perkiraan kebutuhan biaya USD 13,9 juta.
- Tahap 3 tahun 2019: 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 sirkuit kedua yang menghubungkan GI Teluk Naga melalui penyulang ke GH Tanjung Pasir dan selanjutnya radial hingga ke pulau Tidung Besar seperti pada Tabel B1.11.

Tabel B1.11 Pengembangan Sistem Distribusi Kepulauan Seribu Jalur Selatan (Tahap 2)

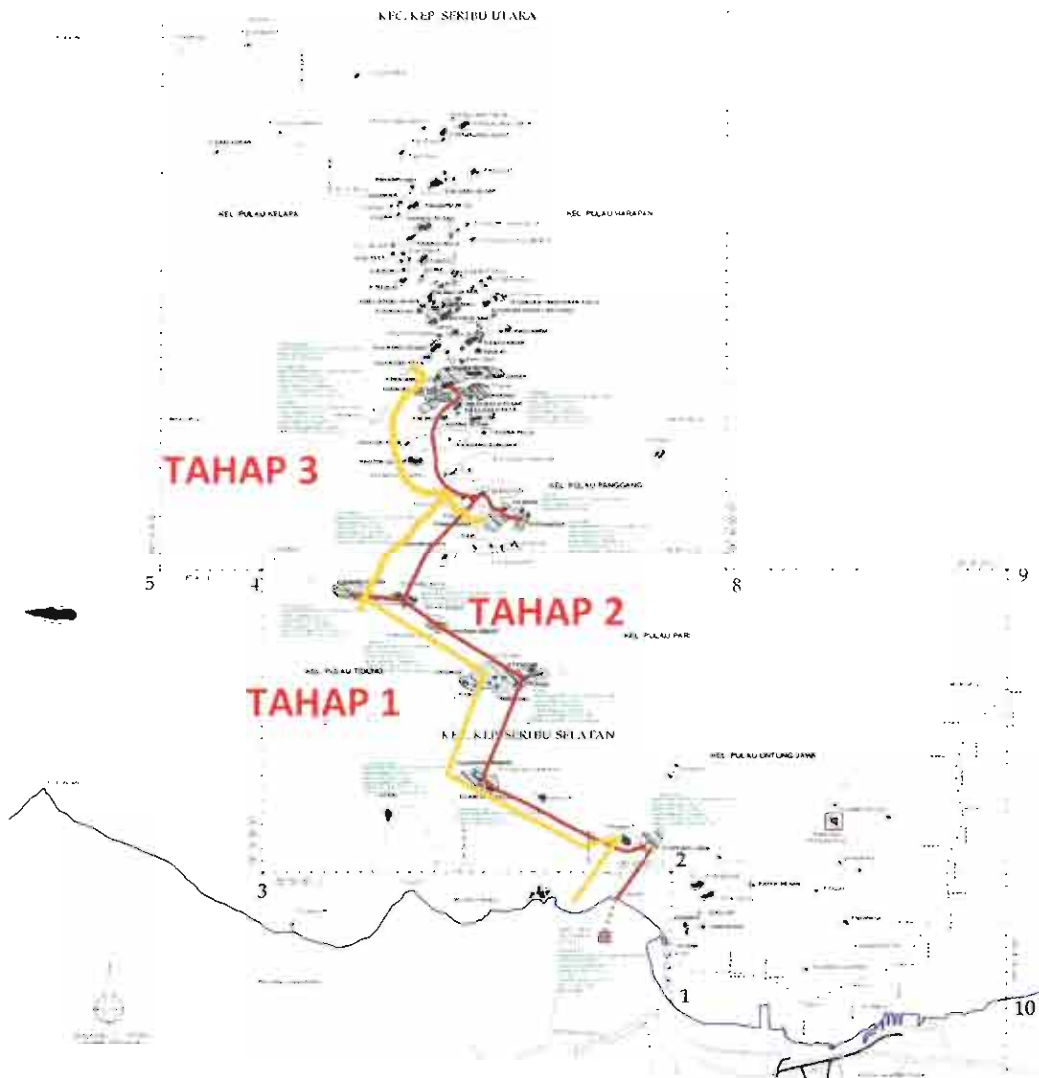
No	Section	SKLTM (kms)	SKTM ke GD (kms)
1	GH Tg Pasir-GH P. U.jawa	5,69	0,4
2	GH P U.jawa-GH P.L Kecil	13,39	0,8
3	GH P.L Kecil-GH P.L Besar	0,46	1,0
4	GH P.L Besar-GH Pulau Pari	9,46	0,4
5	GH Pulau Pari-GH P. Payung Besar	8,85	0,8
6	GH.P.Payung Besar-GH P.Tidung Kecil	3,56	0,6
7	GH P.Payung Kecil-GH 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 B1.12.

Tabel B1.12 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

B1.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel B1.13.

Tabel B1.13 Ringkasan

Tahun	Penjualan Energi (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	33,994	36,365	5,600		2154	95.3
2018	36,483	38,988	6,000	1200	6347	583.38
2019	38,675	41,284	6,349	285	5240	245
2020	41,377	44,119	6,781		1800	177.8
2021	44,164	47,039	7,224		620	24
2022	46,661	49,647	7,620		1160	84
2023	49,297	52,421	8,040		1320	55.14
2024	52,082	55,348	8,484		760	20.4

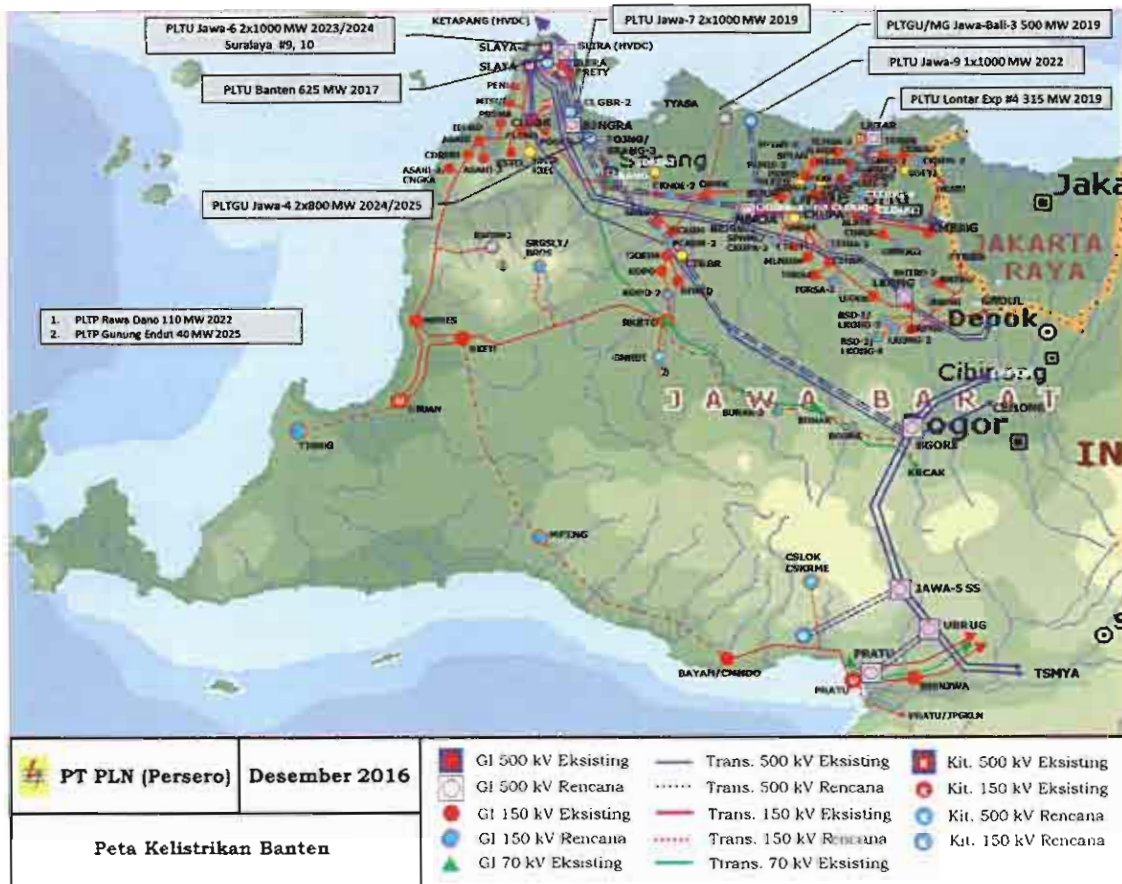
Tahun	Penjualan Energi (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2025	55,025	58,475	8,957		1420	55
2026	58,114	61,480	9,411		220	
Growth/Total	6.14%	6.01%	5.94%	1,485	21,041	1,340

LAMPIRAN B.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI BANTEN

B2.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Banten tertinggi pada tahun 2016 sekitar 3.388 MW yang tercapai pada bulan Juni 2016. Sementara pasokan di provinsi Banten terdiri dari pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 150 kV sebesar 2.285 MW (PLTGU Cilegon, PLTU Labuan, dan PLTU Lontar) dan yang terkoneksi ke jaringan 500 kV sebesar 4.025 MW (PLTU Suralaya).



Gambar B2.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Banten

PLTU Jawa-6 yang dalam RUPTL sebelumnya memiliki indikasi lokasi dengan dua opsi yaitu merupakan ekspansi PLTU di Suralaya atau PLTU dengan lokasi di selatan Pulau Jawa. Pada RUPTL ini PLTU Jawa-6 memiliki indikasi alokasi untuk PLTU Suralaya #9,10.

PLTU Jawa-9 memiliki koneksi radial ke GITET Balaraja.

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 3 GITET, yaitu Suralaya, Cilegon dan Balaraja, dengan kapasitas 3.500 MVA. Peta sistem kelistrikan Banten ditunjukkan pada Gambar B2.1.

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 Kabupaten Serang, Kota Cilegon, Kabupaten. Pandeglang dan Kabupaten. Lebak.
3. GITET Balaraja dan PLTU Labuan memasok Kabupaten/Kota Tangerang dan Tangerang Selatan.

Rincian (lokasi, kapasitas dan data mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B2.1.

Tabel B2.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
1	Suralaya I-7	PLTU	Batubara	Indonesia Power	3400	3212
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
	TOTAL				6310	5862

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.2.

Tabel B2.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	Ciledug	1	150/20	60	101.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
2	Jatake	1	150/20	60	188.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
3	Maximangando	1	150/20	60	88.0
		2	150/20	60	
4	Tangerang	1	150/20	60	175.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
5	Asahimas	1	150/20	60	36.0
		2	150/20	60	
6	Candra Asri	1	150/20	60	8.0
7	Cikande	1	150/20	60	48.0
		2	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
8	Cilegon Baru	1	150/20	60	88.0
		2	150/20	60	
9	Cilegon	1	150/20	60	42.0
		2	150/20	60	
10	Kopo	1	150/20	60	62.0
		2	150/20	60	
11	Puncak Ardi Mulya/ PUCAM	1	150/20	60	181.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
		5	150/20	30	
12	Salira Indah	1	150/20	60	42.0
		2	150/20	60	
13	Serang	1	150/20	60	144.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
14	Suralaya	1	150/20	30	6.0
15	Asahi II/ Cinangka	1	150/20	60	15.0
16	Menes Baru/ Menes	1	150/20	60	41.0
		2	150/20	60	
17	Bayah	1	150/20	60	13.0
18	Ona/Rangkasbitung Baru	1	150/20	60	46.0
		2	150/20	60	
19	Rangkasbitung	1	70/20	30	25.0
		2	70/20	10	
20	Saketi	1	150/20	60	56.0
		2	150/20	60	
21	Balaraja	1	150/20	60	111.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
22	Cikupa	1	150/20	60	130.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
23	Citra Habitat	1	150/20	60	178.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
		5	150/20	60	
24	Lautan Steel IND	1	150/20	60	37.0
		2	150/20	60	
25	Millenium	1	150/20	60	43.0
		2	150/20	60	
26	New Balaraja	1	150/20	60	96.0

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		2	150/20	60	
27	Pasar Kemis	1	150/20	60	146.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
28	Tiga Raksa	1	150/20	60	88.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
29	Alam Sutera/ Ciledug II	1	150/20	60	67.1
		2	150/20	60	
30	Curug	1	150/20	60	125.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
31	Legok	1	150/20	60	76.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
32	Lengkong	1	150/20	60	113.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
33	Serpong	1	150/20	60	182.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
34	New Tangerang	1	150/20	60	143.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
35	Sepatan	1	150/20	60	66.5
		2	150/20	60	
36	Teluk Naga	1	150/20	60	159.0
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	60	
Jumlah				5620	3165.6

B2.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kemajuan di sektor ekonomi dan keamanan memberikan kontribusi langsung terhadap pertumbuhan kebutuhan energi listrik. Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 6,86%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 2.162 MW pada tahun 2011 dan menjadi 3.087 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 7,7%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B2.3.

Tabel B2.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	4,632	23%
2	Komersil	2,333	12%
3	Publik	495	2%
4	Industri	12,588	63%
	Jumlah	20,048	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel B2.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,14%.

Tabel B2.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5.94	21,514	22,941	3,296	2,864,931
2018	6.17	23,223	24,686	3,545	2,991,715
2019	6.84	25,057	26,551	3,810	3,122,248
2020	7.29	27,072	28,596	4,102	3,256,225
2021	7.26	29,226	30,854	4,424	3,392,674
2022	7.24	31,527	33,267	4,767	3,531,549
2023	7.22	33,989	35,845	5,134	3,672,804
2024	7.20	36,575	38,553	5,519	3,747,452
2025	7.17	39,345	41,451	5,931	3,822,443
2026	7.11	42,297	44,538	6,369	3,897,818
Growth	6.94	7.80%	7.65%	7.60%	3.49%

B2.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi sebagai berikut.

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 ton¹. Kebutuhan batubara untuk pembangkit di Banten sebagian besar dipasok dari Sumatera Selatan dan

¹Sumber: Draft RUKN 2015-2034

sisanya dari Kalimantan, sedangkan kebutuhan gas dipasok dari CNOOC dan PGN.

Terdapat potensi energi angin sebesar 453 MW di Provinsi Jawa Barat.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B2.5.

Tabel B2.5 Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Banten	PLTU	IPP	625	2017	Konstruksi
2	Cikotok	PLTM	IPP	4.2	2017	Konstruksi
3	Lontar Exp #4	PLTU	PLN	315	2019	Konstruksi
4	Jawa-7	PLTU	IPP	1000	2019	Konstruksi
5	Jawa-7	PLTU	IPP	1000	2019	Konstruksi
6	Jawa-Bali 3	PLTGU/MG	IPP	500	2019	Pengadaan
7	Bojong Cisono	PLTM	IPP	1.5	2019	Pendanaan
8	Tersebar	PLTSa	IPP	15	2019	Rencana
9	Karang Ropong (Cibareno 1)	PLTM	IPP	5	2020	Pengadaan
10	Pasundan	PLTM	IPP	6	2020	Rencana
11	Bulakan	PLTM	IPP	7	2021	Rencana
12	Cibareno	PLTM	IPP	3	2021	Rencana
13	Cisiih Leutik	PLTM	IPP	4	2021	Rencana
14	Nagajaya	PLTM	IPP	6	2021	Rencana
15	Cisiih Cimandiri	PLTM	IPP	8	2021	Rencana
16	Cisungsang II	PLTM	IPP	3	2022	Rencana
17	Cikidang	PLTM	IPP	2	2022	Rencana
18	Rawa Dano (FTP2)	PLTP	IPP	110	2022	Rencana
19	Cidano	PLTM	IPP	1.5	2022	Rencana
20	Cisimeut	PLTM	IPP	2	2022	Rencana
21	Jawa-9	PLTU	IPP	1000	2022	Pengadaan
22	Jawa-6 (FTP2)	PLTU	PLN	1000	2023	Rencana
23	Jawa-6 (FTP2)	PLTU	PLN	1000	2024	Rencana
24	Jawa-4	PLTGU	Unallocated	800	2024	Rencana
25	Gunung Endut (FTP2)	PLTP	IPP	40	2025	Rencana
26	Jawa-4	PLTGU	Unallocated	800	2025	Rencana
	Jumlah			8258		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B2.6.

Tabel B2.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Cilegon	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
2	Balaraja	500 kV	Ext	2 Dia	2018	Pengadaan
3	Balaraja	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
4	Balaraja	500 kV	Upr	2 Dia	2018	Rencana
5	Lengkong	500/150 kV	New	1000	2018	Pengadaan
6	Balaraja	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Rencana
7	Cikupa	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
8	PLTU Jawa-7	500 kV	New	4 Dia	2019	Rencana
9	Suralaya Lama	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Rencana
10	Bojanegara	500 kV	Ext	2 Dia	2020	Rencana
11	Cikupa	500/150 kV	Ext	1000	2020	Rencana
12	Lontar (GIS)	500/150 kV	New	1000	2020	Rencana
13	PLTU Jawa-9	500 kV	New	2 Dia	2022	Rencana
14	Tanjung Pucut / Salira Switching Station	500 kV DC	New	-	2024	Konstruksi
TOTAL				4334		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B2.7.

Tabel B2.7. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Balaraja	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
2	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
3	Bintaro II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
4	BSD I	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
5	Cikande	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
6	Cikupa II / Spinmill (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Rencana
7	Ciledug	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
8	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
9	Cilegon Baru II / Kramatwatu	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
10	Legok	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
11	Lengkong	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
12	Lippo Curug	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
13	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	New	120	2017	Pengadaan
14	Saketi Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
15	Sepatan	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
16	Serang	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
17	Balaraja New	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
18	Balaraja New	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
19	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
20	Bayah / Cemindo Gemilang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
21	Bintaro	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
22	Cengkareng	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
23	Chandra Asri	150 kV	Ext	1 LB	2018	Rencana
24	Ciledug	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
25	Ciledug III / Gading Serpong (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
26	Gajah Tunggal	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
27	Jatake	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
28	Lengkong II	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
29	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
30	Malimping	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
31	Malimping	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
32	Menes	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
33	Millenium	150 kV	New	0	2018	Pengadaan
34	Millenium	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
35	Pasar Kemis II	150/20 kV	New	180	2018	Rencana
36	PLTU Lontar	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
37	Puncak Ardi Mulya	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
38	Saketi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
39	Salira Indah (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
40	Sepatan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
41	Sinar Sahabat	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
42	Tangerang	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
43	Tangerang Baru II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
44	Tangerang Baru III	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
45	Tangerang Lama	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
46	Tanjung Lesung	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
47	Teluk Naga	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
48	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
49	Tigaraksa	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
50	Balaraja New	150/20 kV	Ext	60	2019	Energize
51	Bandara Soetta / Cengkareng II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
52	BSD I	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
53	Cikupa III / Suvarna (GIS)	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
54	Cikupa New	150 kV	New	8 LB	2019	Rencana
55	Jatake II (GIS)	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
56	Lengkong New	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
57	PLTGU / MG Jawa-Bali-3	150 kV	New	2 LB	2019	Rencana
58	Tangerang Baru II	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
59	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
60	Cikupa New	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
61	Ciledug	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
62	Citra Habitat II	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
63	Lippo Curug	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
64	Lippo Curug II	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
65	PLTU Lontar	150 kV	Ext	2 Dia	2020	Rencana
66	Serang Selatan / Baros	150/20 kV	New	120	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
67	Sinar Sahabat	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
68	Tangerang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
69	Tangerang II / Cikokol	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
70	Tangerang Lama	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
71	Tigaraksa	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
72	Tigaraksa II (GIS)	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
73	Cengkareng II	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
74	Cengkareng III / CBC (Cengkareng Business Centre)	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
75	Gajah Tunggal	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
76	Serpong II	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
77	Cikupa	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
78	Ciledug	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
79	Kembangan (GIS)	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
80	Kopo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
81	Lautan Steel / Telaga Sari	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
82	Lippo Curug	150 kV	Ext	1 LB	2022	Rencana
83	PLTP Rawa Dano	150/20 kV	New	4 LB	2022	Rencana
84	Sepatan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
85	Sepatan II	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
86	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
87	Bintaro IV (GIS)	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
88	Lengkong New	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
89	Teluk Naga II / Dadap	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
90	Balaraja II	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
91	Balaraja New	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
92	Bintaro III / Jombang (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
93	Ciledug	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
94	Legok II	150/20 kV	New	100	2025	Rencana
95	Lengkong New	150/20 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
96	PLTP Gunung Endut	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
97	Rangkasbitung	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
98	Cilegon Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
99	Citra Habitat II	150/20 kV	Ext	100	2026	Rencana
100	Pasar Kemis III	150/20 kV	New	200	2026	Rencana
101	Puncak Ardi Mulya II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
TOTAL				6380		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B2.8.

Tabel B2.8. Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Suralaya Lama	Suralaya Baru	500 kV	New, 1 cct, ACSR 4xZebra	1	2017	Rencana
2	Balaraja	Durikosambi	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	93	2018	Rencana
3	Lengkong	Inc. (Balaraja - Gandul)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	8	2018	Rencana
4	Balaraja	Lengkong	500 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	45	2019	Rencana
5	Cikupa	Inc. Balaraja - Durikosambi	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	16	2019	Rencana
6	PLTU Jawa-7	Inc. (Suralaya Baru - Balaraja)	500 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	20	2019	Rencana
7	Suralaya Lama	Balaraja	500 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	128.68	2019	Rencana
8	Bojanegara	Lontar (GIS)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	126	2020	Rencana
9	Lontar (GIS)	Tx. Teluk Naga	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	28	2020	Rencana
10	Tx. Teluk Naga	Switching PIK	500 kV	New, 2 cct, CU 2x2000	32	2020	Rencana
11	PLTU Jawa-9	Balaraja	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	40	2022	Rencana
12	Bogor X	Inc. (Cilegon - Cibinong)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xDove	60	2024	Pengadaan
13	Bogor X	Tanjung Pucut / Salira	500 kV DC	New, 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	220	2024	Pengadaan
14	Bogor X	Inc. (Depok - Tasikmalaya)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xDove	6	2024	Pengadaan
15	Tanjung Pucut / Salira	Ketapang	500 kV DC	New, 2 cct, Bipole, HVDC Submarine Cable	80	2024	Pengadaan
TOTAL					904		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B2.9.

Tabel B2.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Balaraja New	Citra Habitat	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	24	2017	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
2	Bintaro	Serpong	150 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	16	2017	Pengadaan
3	Bintaro II (GIS)	Bintaro	150 kV	New, 2 cct, CU 2x800	9	2017	Operasi
4	BSD I	Inc. (Lengkong - Legok)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	2	2017	Rencana
5	Cikupa II / Spinmill (GIS)	Inc. (Lautan Steel - Millenium)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	1	2017	Rencana
6	Inc. (Cilegon - Serang) [PLTU Cilegon]	Cilegon Baru II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	5.4	2017	Energize
7	Lengkong	Serpong	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	11.6	2017	Konstruksi
8	Puncak Ardi Mulya II	Inc. (Gorda - Pucam Kopo)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	4	2017	Pengadaan
9	Balaraja New	Millenium	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	30	2018	Rencana
10	Bandara Soetta / Cengkareng II	Tx. Cengkareng	150 kV	New, 2 cct, CU 2x2000	1	2018	Rencana
11	Bandara Soetta / Cengkareng II	Cengkareng	150 kV	New, 2 cct, CU 2x2000	1	2018	Rencana
12	Bayah / Cemindo Gemilang	Malimping	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	70	2018	Rencana
13	Bintaro	Inc. (Petukangan - Serpong)	150 kV	New, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	0.3	2018	Rencana
14	Cengkareng	Tangerang Lama	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	20	2018	Rencana
15	Cikupa	Lippo Curug	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	26	2018	Rencana
16	Ciledug	Kembangan	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	14	2018	Rencana
17	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	Ciledug	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	6	2018	Rencana
18	Ciledug III / Gading Serpong (GIS)	Inc. (Lippo Curug - Ciledug II / Alam Sutra)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x1000	20	2018	Rencana
19	Cilegon Baru II	Inc. (Cilegon - Serang)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	5	2018	Rencana
20	Cilegon Lama	Alindo	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	3	2018	Rencana
21	Gajah Tunggal	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	12	2018	Rencana
22	Lengkong	Legok	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	8	2018	Rencana
23	Lengkong II	Inc. (Serpong - Lengkong)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	1.2	2018	Pengadaan
24	Lippo Curug	Ciledug II / Alam Sutra (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	15	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
25	Malimping	Saketi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	80	2018	Konstruksi
26	Pasar Kemis II	Inc. (Pasar Kemis - Sepatan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	1	2018	Rencana
27	Sinar Sahabat	Balaraja New	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	30	2018	Rencana
28	Tangerang Baru II	PLTU Lontar	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	26	2018	Rencana
29	Tangerang Baru III	Tangerang Baru II	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	10	2018	Rencana
30	Tanjung Lesung	PLTU Labuhan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	70	2018	Rencana
31	Teluk Naga II / Dadap	Teluk Naga	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	20	2018	Rencana
32	Cikupa III / Suvana (GIS)	Inc. (Balaraja Lama - Cikupa)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	4	2019	Rencana
33	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Jatake)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana
34	Cikupa New	Inc. (Cikupa - Pasar Kemis)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana
35	Jatake II (GIS)	Inc. (Jatake - Tangerang Lama)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
36	PLTGU / MG Jawa-Bali-3	Cikande atau Switching (Cikande-Pucam) Switching (Cikande - Balaraja)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2019	Rencana
37	Tangerang Baru III	Cikupa	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	60	2019	Rencana
38	Bintaro III / Jombang (GIS)	Inc. (Bintaro - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	8	2020	Rencana
39	Ciledug	Tangerang Lama	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	9	2020	Rencana
40	Citra Habitat II	Sinar Sahabat	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	5	2020	Rencana
41	Lippo Curug II	Lippo Curug	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
42	Serang Selatan / Baros	Inc. (Saketi - Rangkas)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2020	Rencana
43	Tangerang II / Cikokol	Tangerang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
44	Tigaraksa II (GIS)	Tigaraksa	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
45	Cengkareng III / CBC (Cengkareng Business Centre)	Cengkareng II	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	10	2021	Rencana
46	Serpong II	Inc. (Pondok Indah III - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
47	Cikupa	Lippo Curug	150 kV	New, 1 cct, CU 2x1000	13	2022	Rencana
48	Ciledug	Kembangan	150 kV	New, 1 cct, CU 2x1000	7	2022	Rencana
49	PLTP Rawa Dano	Inc. (Menes - Asahimas)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	60	2022	Rencana
50	Sepatan II	Sepatan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
51	Bintaro IV (GIS)	Bintaro III / Jombang (GIS)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2023	Rencana
52	Balaraja II	Balaraja New	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	2	2024	Rencana
53	Legok II	Lengkong New	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
54	PLTP Gunung Endut	Rangkas Bitung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	80	2025	Rencana
55	Pasar Kemis III	Inc. (Pasar Kemis - Cikupa)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2026	Rencana
TOTAL					968		

Proyek Interkoneksi Sumatera Jawa (HVDC) merupakan sistem interkoneksi yang menghubungkan Sumatera dan Banten, pada rencana pengembangan dimasukan dalam lingkup di propinsi Banten karena berdasarkan regionalisasi di PLN Interkoneksi Sumatera Jawa (HVDC) termasuk dalam unit proyek dibawah regional Jawa Bagian Barat. Adapun daftar proyek Interkoneksi Sumatera Jawa (HVDC) yang secara geografis terletak di Pulau Sumatera terdapat pada tabel B2.10 untuk Gardu Induk dan tabel B2.11 untuk Transmisi.

Tabel B2.10. Rencana Pengembangan GITET terkait ISJ HVDC

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Ketapang (GIS)	500 kV DC	New	-	2024	Konstruksi
2	Muara Enim	500 kV DC	New	3000	2024	Konstruksi
TOTAL				3000		

Tabel B2.11. Rencana Pengembangan SUTET terkait ISJ HVDC

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Muara Enim	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	500 kV DC	New, 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	200	2024	Konstruksi
2	Tx. Perbatasan Sumsel & Lampung	Ketapang	500 kV DC	New, 2 cct, Bipole, HVDC OHL (4xFalcon)	600	2024	Konstruksi
TOTAL					800		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B2.12.

Tabel B2.12. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	915	610	341	126,547
2018	955	637	356	126,785
2019	997	665	372	130,533
2020	1,040	694	388	133,977
2021	1,040	694	388	136,449
2022	1,082	722	404	138,874
2023	1,126	751	420	141,255

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2024	1,149	766	428	74,648
2025	1,171	781	437	74,991
2026	1,195	797	445	75,375
2017-2026	10,669	7,117	3,978	1,159,434

Pengembangan Listrik Pedesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Pedesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B2.13 dan tabel B2.14

Tabel B2.13. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	unit	Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
2017	42.41	425	12	233	0	37,699
2018	21.10	524	13	252	0	22,952
2019	17.43	450	10	209	0	18,717
2020	15.71	390	9	182	0	15,364
2021	37.38	512	12	243	0	22,512
2022	23.64	213	6	76	0	4,238
2023	23.79	215	6	76	0	4,238
2024	23.89	216	6	77	0	4,238
2025	23.99	217	6	77	0	4,238
2026	23.99	217	6	77	0	4,238

Tabel B2.14. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Juta Rp Total Biaya
2017	8,302	61,535	18,067	0	87,904
2018	3,396	75,776	19,540	0	98,711
2019	2,805	65,137	16,206	0	84,147
2020	2,529	56,452	14,112	0	73,093
2021	6,016	74,039	18,842	0	98,897
2022	10,626	44,735	17,124	0	72,485
2023	10,693	45,019	17,232	0	72,944
2024	10,740	45,215	17,307	0	73,263
2025	10,787	45,413	17,383	0	73,582
2026	10,787	45,413	17,383	0	73,582

B2.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan, dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel B2.15.

Tabel B2.15. Ringkasan

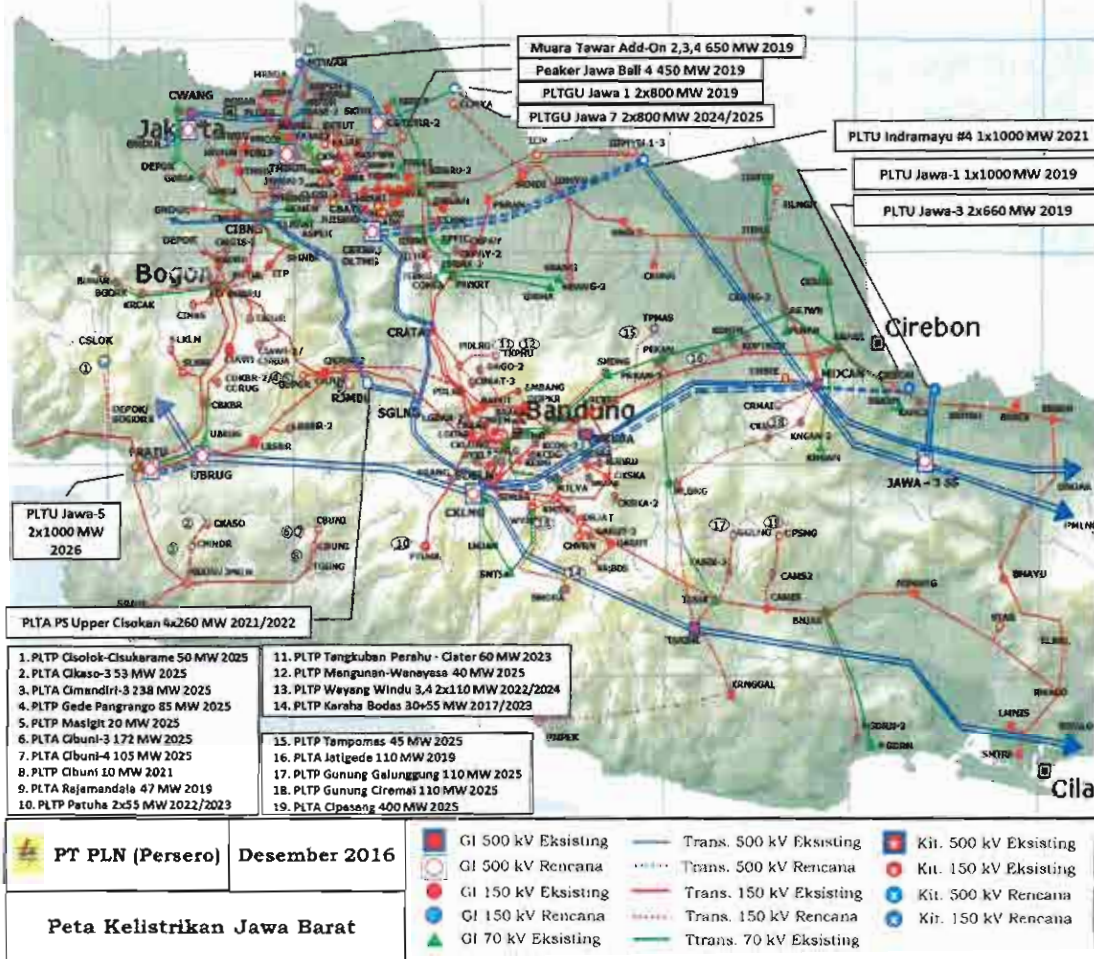
Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	21,514	22,941	3,296	629	1367	73.986
2018	23,223	24,686	3,545		2907	571.5
2019	25,057	26,551	3,810	2832	1540	319.68
2020	27,072	28,596	4,102	11	2940	258.4
2021	29,226	30,854	4,424	28	460	30
2022	31,527	33,267	4,767	1119	240	130
2023	33,989	35,845	5,134	1000	320	10
2024	36,575	38,553	5,519	1800	360	368
2025	39,345	41,451	5,931	840	160	90
2026	42,297	44,538	6,369		420	80
Growth/Total	7.80%	7.65%	7.60%	8,258	10,714	1,932

LAMPIRAN B.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN DI PROVINSI JAWA BARAT

B3.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan di provinsi Jawa Barat tertinggi pada tahun 2016 sebesar 5.221 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2016. 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.



Gambar B3.1. Peta Sistem Kelistrikan di Provinsi Jawa Barat

PLTU Jawa-5 memiliki koneksi memotong *double pi* SUTET Tasikmalaya – Depok.

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 8 GITET yaitu Bekasi (sebagian), Cibatu, Cirata, Bandung Selatan, Tasikmalaya, Ujung Berung (belum optimal), Cibinong dan Mandirancan dengan kapasitas 8.000 MVA. Peta sistem kelistrikan Jawa Barat ditunjukkan pada Gambar B3.1.

Kelistrikan Provinsi Jawa Barat terdiri atas 6 subsistem yaitu:

- GITET Bandung Selatan & GITET Ujungberung (saat belum dapat optimal) memasok Kab/Kota Bandung dan Kota Cimahi.
- GITET Cirata dan PLTA Jatiluhur memasok Kab. Purwakarta, Kab. Subang dan Kab. Bandung Barat.
- GITET Tasikmalaya dan PLTP Kamojang, 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 dan GITET Bekasi (sebagian) 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 (lokasi, kapasitas dan data mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B3.1.

Tabel B3.1. Kapasitas Pembangkit Eksisting

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (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	Bengkong	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	1008	948
11	Jatiluhur	PLTA	Air	IPP	150	180
12	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	PJB	640	615
13	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	PJB	280	290
14	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	PLN	858	840
15	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	PLN	234	214
16	Cikarang Listrindo	PLTG	Gas	IPP	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	IPP	165	183
21	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	140	105

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (MW)
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	IPP	60	61
23	Kamojang 5	PLTP	Panas Bumi	IPP	30	33
24	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55	52
25	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	IPP	70	90
26	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	IPP	110	106
27	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	IPP	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	1050	969
31	Bekasi Power	PLTGU	Gas	IPP	120	120
32	Patuha	PLTP	Panas Bumi	IPP	55	55
	TOTAL				8177.5	7899

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B3.2.

Tabel B3.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	GI Bandung Timur	1	70/20	49.92
		2	70/20	
		3	70/20	
2	GI Bandung Utara	4	150/20	68.75
		5	150/20	
		6	150/20	
		7	150/20	
3	GI Bengkok	8	70/20	2.91
4	GI Braga (GIS)	9	150/20	35.95
		10	150/20	
5	GI Cigereleng	11	150/20	165.84
		12	150/20	
		13	150/20	
		14	150/20	
6	GI Dago Pakar	15	150/20	41.58
		16	150/20	
7	GI Kiaracondong (GIS)	17	150/20	125.72
		18	150/20	
		19	150/20	
8	GI Ujung Berung	20	150/20	133.73
		21	150/20	
		22	150/20	
		23	150/20	
9	GI Bekasi	24	150/20	155.32
		25	150/20	
		26	150/20	
		27	150/20	
10	GI Cibatu	28	150/20	60

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		29	150/20	60	113.23
		30	150/20	60	
11	GI Cikarang	31	150/20	60	89.15
		32	150/20	60	
12	GI Fajar Surya Wisesa	33	150/20	60	116.85
		34	150/20	60	
		35	150/20	60	
13	GI Gandamekar	36	150/20	60	141.73
		37	150/20	60	
		38	150/20	60	
14	GI Jababeka	39	150/20	60	185.22
		40	150/20	60	
		41	150/20	60	
		42	150/20	60	
15	GI Poncol Baru	43	150/20	60	133.91
		44	150/20	60	
		45	150/20	60	
16	GI Poncol	46	70/20	30	40.09
		47	70/20	30	
17	GI Tambun	48	150/20	60	183.08
		49	150/20	60	
		50	150/20	60	
		51	150/20	60	
18	GI Bogor Baru	52	150/20	60	174.31
		53	150/20	60	
		54	150/20	60	
		55	150/20	60	
19	GI Bunar	56	70/20	30	47.99
		57	70/20	30	
20	GI Ciawi Baru	58	150/20	60	99.81
		59	150/20	60	
		60	150/20	60	
21	GI Kedung Badak Baru	61	150/20	60	77.67
		62	150/20	60	
22	GI Kracak	63	70/20	10	14.87
		64	70/20	10	
23	GI Cianjur	65	150/20	60	133.83
		66	150/20	60	
		67	150/20	60	
		68	150/20	60	
24	GI Cibabat	69	150/20	60	112.39
		70	150/20	60	
		71	150/20	60	
25	GI Cibabat Baru (GIS)	72	150/20	60	74.41
		73	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
26	GI Cibeureum	74	150/20	60	95.88
		75	150/20	60	
27	GI Lagadar	76	150/20	60	110.73
		77	150/20	60	
		78	150/20	60	
28	GI Padalarang Baru	79	150/20	60	139.32
		80	150/20	60	
		81	150/20	60	
		82	150/20	60	
29	GI Arjawinangun	83	70/20	20	46.94
		84	70/20	20	
		85	70/20	30	
30	GI Babakan	86	70/20	30	36.74
		87	70/20	30	
31	GI Cangkring	88	70/20	30	19.19
32	GI Haurgeulis	89	150/20	60	56.03
		90	150/20	60	
33	GI Indramayu	91	70/20	30	34.10
		92	70/20	30	
34	GI Indramayu PLTU	93	150/20	60	27.46
35	GI Jatibarang	94	150/20	60	66.16
		95	150/20	60	
36	GI Kuningan	96	70/20	30	40.73
		97	70/20	30	
37	GI Cikedung	98	150/20	60	22.65
38	GI Mandirancan	99	150/20	60	55.04
		100	150/20	60	
39	GI Sunyaragi	101	150/20	60	178.79
		102	150/20	60	
		103	150/20	60	
40	GI Cibinong	104	150/20	60	160.44
		105	150/20	60	
		106	150/20	60	
		107	150/20	60	
41	GI Cileungsi	108	70/20	30	39.49
		109	70/20	30	
42	GI Cileungsi 2	110	150/20	60	77.75
		111	150/20	60	
43	GI Sentul	112	150/20	60	97.79
		113	150/20	60	
		114	150/20	60	
44	GI Semen Baru Cibinong	115	150/20	60	100.33

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
45	GI Dawuan	116	150/20	60	118.59
		117	150/20	60	
		118	150/20	60	
46	GI Kiarapayung	119	150/20	60	53.46
		120	150/20	60	
47	GI Kosambi Baru	121	150/20	60	128.34
		122	150/20	60	
		123	150/20	60	
		124	150/20	60	
48	GI Mekarsari	125	150/20	60	68.06
		126	150/20	60	
49	GI Maligi	127	150/20	60	65.89
		128	150/20	60	
50	GI Pinayungan	129	150/20	60	185.76
		130	150/20	60	
		131	150/20	60	
		132	150/20	60	
51	GI Parungmulya	133	150/20	60	81.07
		134	150/20	60	
52	GI Peruri	135	150/20	60	77.72
		136	150/20	60	
53	GI Rengasdengklok	137	70/20	30	69.25
		138	70/20	20	
		139	70/20	30	
		140	70/20	30	
54	GI Tegal Herang	141	150/20	60	87.20
		142	150/20	60	
55	GI Teluk Jambe	143	150/20	60	138.37
		144	150/20	60	
		145	150/20	60	
56	GI Juishin	146	150/20	60	19.32
57	GI Bandung Selatan	147	150/20	60	113.14
		148	150/20	60	
		149	150/20	60	
		150	150/20	60	
58	GI Patuha	151	150/20	60	21.89
59	GI Cikasungka	152	150/20	60	97.96
		153	150/20	60	
		154	150/20	60	
60	GI Kamojang	155	150/20	30	13.64
61	GI Majalaya	156	70/20	30	37.79
		157	70/20	20	
		158	70/20	30	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
62	GI Rancakasumba	159	150/20	60	112.59
		160	150/20	60	
		161	150/20	60	
63	GI Panasia	162	150/20	60	48.17
64	GI Santosa	163	70/20	20	13.88
65	GI Cikumpay	164	150/20	60	136.30
		165	150/20	60	
		166	150/20	60	
66	GI Cirata Baru	167	150/20	60	22.20
67	GI Pabuaran	168	150/20	60	45.87
		169	150/20	60	
68	GI Purwakarta	170	70/20	20	18.41
69	GI Subang	171	70/20	30	66.76
		172	70/20	30	
		173	70/20	30	
70	GI Sukamandi	174	150/20	60	67.64
		175	150/20	60	
71	GI Cibadak Baru	176	150/20	60	113.14
		177	150/20	60	
		178	150/20	60	
72	GI Lembursitu	179	150/20	60	92.11
		180	150/20	60	
		181	150/20	60	
73	GI Semen Jawa	182	150/20	60	3.31
74	GI Pelabuhan Ratu	183	70/20	30	0.15
		184	70/20	20	
75	GI Pelabuhan Ratu PLTU	185	150/20	60	44.97
76	GI Kadipaten	186	70/20	30	62.13
		187	70/20	30	
		188	70/20	30	
77	GI Parakan	189	70/20	10	4.82
78	GI Rancaekek	190	150/20	60	101.94
		191	150/20	60	
		192	150/20	60	
		193	150/20	60	
79	GI Sumedang	194	70/20	10	49.07
		195	70/20	10	
		196	70/20	30	
		197	70/20	30	
80		198	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
	GI Rancakasumba Baru	199	150/20	60	75.12
81	GI Banjar	200	150/20	60	34.05
		201	150/20	60	
82	GI Ciamis	202	150/20	60	53.09
		203	150/20	30	
		204	150/20	60	
83	GI Pangandaran	205	70/20	20	24.79
		206	70/20	10	
		207	70/20	30	
84	GI Karangnunggal	208	150/20	30	17.96
85	GI Tasikmalaya Baru	209	150/20	30	46.17
		210	150/20	60	
86	GI Tasikmalaya	211	150/20	30	94.82
		212	150/20	60	
		213	150/20	60	
		214	150/20	60	
Jumlah				11060	6.651

B3.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 6,86%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 5.375 MW pada tahun 2011 dan menjadi 7.276 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 6,28%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B3.3.

Tabel B3.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	18,111	39%
2	Komersil	4,967	11%
3	Publik	1,554	3%
4	Industri	22,382	48%
	Jumlah	47,014	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel B3.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,67%.

Tabel B3.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4.76	50,744	54,134	7,824	13,066,087
2018	5.16	54,406	57,985	8,360	13,590,612
2019	5.71	58,084	61,854	8,906	13,794,851
2020	6.06	62,019	65,996	9,491	13,996,394
2021	6.02	66,159	70,367	10,107	14,195,094
2022	5.98	70,531	74,979	10,755	14,390,378
2023	5.93	75,155	79,855	11,441	14,582,311
2024	5.89	80,056	85,012	12,164	14,770,476
2025	5.85	85,259	90,511	12,935	14,954,778
2026	5.77	90,767	96,168	13,726	15,135,597
Growth	5.71	6.67%	6.59%	6.44%	1.65%

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 .

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. Terdapat potensi energi surya sebesar 100 MWp dan energi angin sebesar 350 MW di Provinsi Jawa Barat.

Pengembangan Pembangkit

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B3.5.

Tabel B3.5. Rencana Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Cianten 2	PLTM	IPP	5	2017	Konstruksi
2	Cianten 1	PLTM	IPP	2	2017	Konstruksi
3	Cisanggiri	PLTM	IPP	3	2017	Konstruksi
4	Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	IPP	30	2017	Konstruksi
5	Cianten 1B	PLTM	IPP	6.2	2017	Konstruksi
6	Cianten 3	PLTM	IPP	5.8	2017	Konstruksi
7	Cibalapulang	PLTM	IPP	9	2018	Konstruksi
8	Cibalapulang-2	PLTM	IPP	6.5	2018	Konstruksi
9	Cibalapulang-3	PLTM	IPP	6	2018	Konstruksi
10	Cilaki 1B	PLTM	IPP	9.69	2018	Konstruksi
11	Pusaka-1	PLTM	IPP	8.8	2018	Konstruksi
12	Pusaka-3	PLTM	IPP	3	2018	Konstruksi
13	Cimandiri	PLTM	IPP	3	2019	Pendanaan
14	Jatigede (FTP2)	PLTA	PLN	110	2019	Konstruksi
15	Rajamandala	PLTA	IPP	47	2019	Konstruksi
16	Jawa-1 (FTP2)	PLTU	IPP	1000	2019	Pengadaan
17	Jawa-3 (FTP2)	PLTU	IPP	1320	2019	Pengadaan
18	Jawa-1	PLTGU	IPP	800	2019	Pengadaan
19	Jawa-1	PLTGU	IPP	800	2019	Pengadaan
20	Cicatih	PLTM	IPP	6.4	2019	Konstruksi
21	Cikopo-2	PLTM	IPP	7.4	2019	Konstruksi
22	Muara Tawar Add-on Blok 2	PLTGU	PLN	150	2019	Pengadaan
23	Muara Tawar Add-on Blok 3	PLTGU	PLN	250	2019	Pengadaan
24	Muara Tawar Add-on Blok 4	PLTGU	PLN	250	2019	Pengadaan
25	Peaker Jawa-Bali 4	PLTGU/MG	IPP	450	2019	Rencana
26	Jabar	PLTB	IPP	100	2019	Rencana
27	Cileunca	PLTM	IPP	1	2019	Rencana
28	Tersebar	PLTSa	IPP	10	2019	Rencana
29	Kalapa Nunggal	PLTM	IPP	3	2020	Konstruksi
30	Ciarinem	PLTM	IPP	3	2020	Rencana
31	Cikaengan-2	PLTM	IPP	7.2	2020	Pendanaan
32	Kertamukti	PLTM	IPP	6.3	2020	Pendanaan
33	Cibatarua Panyairan	PLTM	IPP	8.22	2020	Rencana
34	Pesantren-1	PLTM	IPP	1.8	2020	Pendanaan
35	Toblong	PLTM	IPP	6	2020	Rencana
36	Jabar	PLTB	IPP	100	2020	Rencana
37	Cibanteng	PLTM	IPP	4.2	2020	Rencana

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
38	Cisomang	PLTM	IPP	2.1	2020	Rencana
39	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	PS	PLN	520	2021	Konstruksi
40	Cibuni (FTP2)	PLTP	IPP	10	2021	Rencana
41	Cikandang	PLTM	IPP	6	2021	Pendanaan
42	Indramayu-4 (FTP2)	PLTU	PLN	1000	2021	Rencana
43	Cikaengan	PLTM	IPP	5.1	2021	Pendanaan
44	Cibuni	PLTM	IPP	3.2	2021	Pendanaan
45	Cibuni Mandiri	PLTM	IPP	2	2021	Pendanaan
46	Ciherang	PLTM	IPP	1.5	2021	Pengadaan
47	Cikaengan Najaten	PLTM	IPP	7.2	2021	Rencana
48	Cileat	PLTM	IPP	5.18	2021	Rencana
49	Cimaja	PLTM	IPP	3	2021	Rencana
50	Cirompang Mekarmukti	PLTM	IPP	4	2021	Rencana
51	Jatisari	PLTM	IPP	5	2021	Rencana
52	Cilayu Kulon	PLTM	IPP	5.2	2021	Rencana
53	Kanzy-5	PLTM	IPP	5	2021	Rencana
54	Sukamaju	PLTM	IPP	7.5	2021	Rencana
55	Citarik	PLTM	IPP	4	2021	Rencana
56	Wayang Windu 3 (FTP2)	PLTP	IPP	110	2022	Rencana
57	Patuha (FTP2)	PLTP	IPP	55	2022	Pengadaan
58	Upper Cisokan Pump Storage (FTP2)	PS	PLN	520	2022	Konstruksi
59	Ciasem	PLTM	IPP	3	2022	Rencana
60	Cilaki 1A	PLTM	IPP	3.144	2022	Pengadaan
61	Caringin	PLTM	IPP	6.5	2022	Rencana
62	Cikancana	PLTM	IPP	4.7	2022	Rencana
63	Patuha (FTP2)	PLTP	IPP	55	2023	Pengadaan
64	Tangkuban Perahu-Ciater	PLTP	PLN	60	2023	Rencana
65	Karaha Bodas (FTP2)	PLTP	IPP	55	2023	Rencana
66	Wayang Windu 4 (FTP2)	PLTP	IPP	110	2024	Rencana
67	Jawa-7	PLTGU	Unallocated	800	2024	Rencana
68	Cikaniki 2	PLTM	IPP	3	2025	Rencana
69	Pakenjeng Atas	PLTM	IPP	3.6	2025	Rencana
70	Pakenjeng Bawah	PLTM	IPP	5.7	2025	Rencana
71	Cijampang 1	PLTM	IPP	1.1	2025	Rencana
72	Cikaniki 1	PLTM	IPP	2.5	2025	Rencana
73	Cisolok-Cisukarame (FTP2)	PLTP	IPP	50	2025	Rencana
74	Tampomas (FTP2)	PLTP	IPP	45	2025	Rencana
75	Gunung Ciremai (FTP2)	PLTP	IPP	110	2025	Pengadaan
76	Cikawung Bawah	PLTM	IPP	2.5	2025	Rencana
77	Cikawung Atas	PLTM	IPP	5	2025	Rencana
78	Jawa-7	PLTGU	Unallocated	800	2025	Rencana
79	Cimandiri-3	PLTA	Unallocated	238	2025	Rencana
80	Cikaso-3	PLTA	Unallocated	53	2025	Rencana

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
81	Cipasang	PLTA	Unallocated	400	2025	Rencana
82	Cibuni-3	PLTA	Unallocated	172	2025	Rencana
83	Cibuni-4	PLTA	Unallocated	104.7	2025	Rencana
84	Gunung Galunggung	PLTP	Unallocated	110	2025	Pengadaan
85	Gede Pangrango	PLTP	Unallocated	85	2025	Rencana
86	Masigit	PLTP	IPP	20	2025	Rencana
87	Jawa-5 (FTP2)	PLTU	IPP	2000	2026	Pengadaan
	Jumlah			13129		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B3.6.

Tabel B3.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Bekasi	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
2	Cibatu	500/150 kV	Spare	167	2017	Rencana
3	Cibatu Baru / Deltamas	500/150 kV	New	1000	2017	Konstruksi
4	Cibinong	500/150 kV	Ext	500	2017	Rencana
5	Cirata	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
6	Gandul	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
7	Muara Tawar	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
8	Ujungberung	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
9	Bandung Selatan	500 kV	Ext	2 Dia	2018	Pengadaan
10	Cibatu Baru II / Sukatani (GIS)	500/150 kV	New	1000	2018	Rencana
11	Cibatu Baru II / Sukatani (GIS)	500/150 kV	Ext	-	2018	Rencana
12	Cirata	500/150 kV	Ext	500	2018	Rencana
13	Gandul	500/150 kV	Ext	500	2018	Rencana
14	Mandirancan	500/150 kV	Ext	500	2018	Rencana
15	Muara Tawar	500/150 kV	Ext	1000	2018	Konstruksi
16	Switching Bekasi (GIS)	500 kV	New	4 Dia	2018	Rencana
17	Tambun (GIS)	500/150 kV	New	1000	2018	Rencana
18	Bandung Selatan	500 kV	Ext	-	2019	Rencana
19	Bekasi (GIS)	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana
20	Bogor X	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
21	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
22	Cikalong	500/150 kV	New	500	2019	Rencana
23	Depok	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Rencana
24	Gandul	500 kV	Upr	2 Dia	2019	Rencana
25	Indramayu	500 kV	New	4 Dia	2019	Rencana
26	Jawa-3 PLTU	500 kV	New	2 Dia	2019	Rencana
27	Jawa-3 Switching	500 kV	New	4 Dia	2019	Rencana
28	Mandirancan	500 kV	Ext	-	2019	Rencana
29	Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana
30	PLTGU Jawa-1	500 kV	New	4 Dia	2019	Rencana
31	PLTU Jawa-1	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana
32	Tambun (GIS)	500/150 kV	Ext	1000	2019	Rencana
33	Tx. Mandirancan	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana
34	Ubrug	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
35	Gandul	500 kV	Ext	1 Dia	2020	Rencana
36	Upper Cisokan PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2021	Rencana
37	Matenggeng PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2023	Rencana
38	Bogor X (Converter Station)	500 kV DC	New	3000	2024	Rencana
39	PLTU Jawa-5	500 kV	New	4 Dia	2026	Rencana
	TOTAL			13502		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B3.7.

Tabel B3.7. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
2	Banjar	150/70 kV	Upr	100	2017	Pengadaan
3	Bekasi	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
4	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
5	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
6	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
7	Chandra Asri	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
8	Cibatu	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
9	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
10	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
11	Cikarang Baru Lippo	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
12	Cikasungka	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
13	Cikedung	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
14	Cimanggis	150/20 kV	Ext	60	2017	Energize
15	Cimanggis II / Tengah	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
16	Depok II (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Pengadaan
17	Depok III / Rawadenok	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
18	Depok III / Rawadenok	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
19	Gandamekar	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
20	Garut	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
21	Haurgeulis	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
22	Jatiluhur	150 kV	Upr	4 LB	2017	Rencana
23	Kadipaten Baru	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
24	Kanci	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
25	Kedungbadak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
26	Kedungbadak Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
27	Kedungbadak Baru	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
28	Kiaracandong II / Rancanumpang (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Pengadaan
29	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
30	Kosambi Baru	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
31	Kuningan	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
32	Lagadar	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
33	Lagadar	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
34	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
35	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
36	Panasia	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
37	PLTP Karaha Bodas	150/20 kV	New	0	2017	Konstruksi
38	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
39	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
40	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
41	Purwakarta	70/20 kV	Ext	20	2017	Pengadaan
42	Rajapaksi	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
43	Rancakasumba	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
44	Santosa	70/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
45	Sentul	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
46	Sentul	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
47	Sunyaragi	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
48	Tasikmalaya	150/70 kV	Ext	100	2017	Pengadaan
49	Tatajabar Sejahtera	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
50	Telukjambe	150 kV	Ext	1 LB	2017	Pengadaan
51	Telukjambe	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
52	Ujungberung	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
53	AUA / Heksa / Taman Mekar	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan
54	Babakan Baru	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
55	Bandung Timur Baru (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
56	Bandung Utara	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
57	Bekasi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
58	Bekasi	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
59	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
60	Bekasi Utara / Tarumajaya	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
61	Bengkong Baru / Dago II (GIS)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
62	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
63	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
64	Bunar Baru	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
65	Cangkring Baru / Kapetakan (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
66	Cibatu	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
67	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	New	120	2018	Pengadaan

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
68	Cibeureum	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
69	Cikijing	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
70	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
71	Cirata	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
72	Cirata	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
73	Dawuan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
74	Dayeuhkolot (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
75	Depok II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
76	Gandul	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
77	Gandul	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
78	Jatiluhur Baru	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
79	Karangnunggal	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
80	Karawang	150/20 kV	New	6 LB	2018	Rencana
81	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
82	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
83	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
84	Mandirancan	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
85	Mekarsari	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
86	Muara Tawar	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
87	Padalarang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
88	Padalarang Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
89	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
90	Pameungpeuk	70/20 kV	Upr	30	2018	Rencana
91	Pangandaran	70/20 kV	Upr	30	2018	Rencana
92	Parungmulya	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
93	Pelabuhan Ratu Baru	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
94	Pinayungan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
95	PLTU Labuhan	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
96	PLTU Pelabuhan Ratu	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
97	PLTU Pelabuhan Ratu	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
98	Plumpang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
99	Poncol Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
100	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
101	Rancaekek	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
102	Rancakasumba New	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
103	Rangkasbitung II	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
104	Sukamandi	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
105	Sukatani	150 kV	Ext	4 LB	2018	Rencana
106	Sukatani / Gobel	150/20 kV	New	120	2018	Konstruksi
107	Sukatani New	150 kV	New	6 LB	2018	Rencana
108	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
109	Sunyaragi	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
110	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
111	Tegal Luar (GIS)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
112	Telukjambe	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
113	Telukjambe II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
114	Ujungberung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
115	Balongan	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
116	Bandung Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
117	Bandung Selatan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
118	Bandung Selatan II / Soreang	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
119	Bandung Timur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
120	Bekasi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
121	Bogor Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
122	Bogor Baru	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
123	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
124	Bogor X	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
125	Braga	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
126	Bunar Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
127	Ciamis	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
128	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
129	Cianjur	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
130	Cianjur II / Sindang Barang	150/20 kV	New	4 LB	2019	Rencana
131	Ciawi Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
132	Ciawi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
133	Cibabat II / Leuwigajah (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
134	Cibadak Baru II / Cicurug	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
135	Cikalong	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
136	Cikijing	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
137	Cikumpay II / Sadang	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
138	Drajat	150 kV	Upr	4 LB	2019	Konstruksi
139	Gandul II	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
140	Garut	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
141	Garut	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
142	ITP	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
143	Jababeka	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
144	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
145	Jatibarang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
146	Kadipaten Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
147	Kadipaten Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
148	Kadipaten Baru II / Kertajati	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
149	Kamojang	150 kV	Upr	4 LB	2019	Konstruksi
150	Kanci	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
151	Kedung Badak	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
152	KIIC II / Margakaya	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
153	Kosambi Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
154	Kracak Baru	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
155	Kracak Baru	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
156	Kuningan Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
157	Lembursitu Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
158	Majalaya Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
159	Malangbong Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
160	Malangbong Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
161	Pabuaran	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
162	Pabuaran	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
163	Padalarang	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
164	Patimban	150/20 kV	New	120	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
165	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
166	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150 kV	New	4 LB	2019	Rencana
167	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
168	Rajamandala PLTA	150 kV	New	2 LB	2019	Rencana
169	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
170	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
171	Salak	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
172	Sawangan (GIS)	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
173	Subang Baru / Pamanukan	150/20 kV	New	180	2019	Rencana
174	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
175	Sukamandi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
176	Sukatani Gobel	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
177	Sumedang Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
178	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	New	60	2019	Konstruksi
179	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
180	Tasikmalaya New	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
181	Ubrug New	150 kV	New	8 LB	2019	Rencana
182	Cikumpay	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
183	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni (GIS)	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
184	Indomulia Cipta Nusantara	150 kV	New	5 LB	2020	Rencana
185	Jatibarang	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
186	Karangnunggal	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
187	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
188	Pangandaran Baru / Cikatomas	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
189	PLTU Indramayu / Sumur Adem	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
190	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
191	Sentul City / Cijayanti	150/20 kV	New	200	2020	Rencana
192	Sumadra Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
193	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
194	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
195	Trans I	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
196	Warung Kiara	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
197	Wayang Windu	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
198	Cibinong	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
199	Cikijing	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
200	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
201	PLTP Cibuni	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
202	Semen Singa Merah/Nambo	150/20 kV	New	200	2021	Rencana
203	Tanggeung	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
204	Tasikmalaya	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
205	Cirata Baru	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
206	Garut II / Leles	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
207	Kiarapayung	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
208	Kiarapayung II / Mulyasejati	150/20 kV	New	100	2022	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
209	Kosambi Baru II	150/20 kV	New	100	2022	Rencana
210	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
211	Parungmulya	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
212	Parungmulya II / Kutanegara	150/20 kV	New	100	2022	Rencana
213	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
214	Ciawi Baru II / Cisarua	150/20 kV	New	120	2023	Rencana
215	Cibabat III / Gunung Batu	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
216	Cileungsi II / Jonggol	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
217	Dawuan	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
218	Dawuan II / Cipasanggrahan	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
219	Gandamekar	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
220	Gandamekar II/Cibuntu	150/20 kV	New	100	2023	Rencana
221	Karangnunggal	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
222	KIIC II / Margakaya	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
223	Padalarang Baru II	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
224	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
225	Pameungpeuk Baru	150/20 kV	New	200	2023	Rencana
226	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
227	PLTP Tangkuban Perahu I	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
228	Tambun II / Pasar Kalong	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
229	Tanggeung / Cianjur Selatan	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
230	Tegal Herang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
231	Arjawinangun Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
232	Cianjur II / Sindang Barang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
233	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni (GIS)	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
234	Lagadar II / Bojong	150/20 kV	Ext	100	2024	Rencana
235	Maligi	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
236	Mandirancan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
237	Muara Tawar	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
238	PLTU Indramayu / Sumur Adem	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
239	Rancaekek II	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
240	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
241	Sumedang Baru	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
242	Tambun II / Pasar Kalong	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
243	Tambun III / Mustika Jaya	150/20 kV	New	200	2024	Rencana
244	Bogor Kota (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
245	Braga (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
246	Ciamis	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
247	Ciamis	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
248	Cianjur	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
249	Cikasungka	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
250	Cikasungka II / Nagreg	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
251	Cikijing	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
252	Cirata Baru	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
253	Jababeka II / Pamahan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
254	Jui Shin Indonesia	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
255	Kedungbadak Baru II / Kencana	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
256	Kiaracandong II / Rancanumpang (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
257	Mandirancan	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
258	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
259	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
260	PLTA Cibuni	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
261	PLTA Cikaso	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
262	PLTA Cimandiri	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
263	PLTA Cimandiri	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
264	PLTA Cipasang	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
265	PLTP Cisolok Sukarame	150/20 kV	New	4 LB	2025	Rencana
266	PLTP Gede Pangrango	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
267	PLTP Gunung Ciremai	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
268	PLTP Gunung Galunggung	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
269	PLTP Tampomas	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
270	Rancakasumba	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
271	Rancakasumba II / Sangian	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
272	Tasikmalaya	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
273	Telukjambe II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
274	Ujungberung II / Bojong Jati	150/20 kV	New	100	2025	Rencana
275	Babakan Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
276	Balongan	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
277	Bengkong Baru / Dago II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
278	Cibatu Baru / Deltamas	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
279	Lembursitu Baru II / Sukalarang	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
280	Majalaya Baru	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
281	Poncol Baru II (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
282	Tasikmalaya New	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	TOTAL			14660		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B3.8.

Tabel B3.8. Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Cibatu Baru / Deltamas	Inc. (Cibatu - Cirata)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	8	2017	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
2	Bandung Selatan	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xGannet	4	2018	Konstruksi
3	Cibatu Baru II / Sukatani (GIS)	Inc. (Muara Tawar - Cibatu)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	20	2018	Rencana
4	Mandirancan	Bandung Selatan *)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	236	2018	Rencana
5	Tambun (GIS)	Inc. (Bekasi - Cibinong)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xDove	12	2018	Pengadaan
6	Cikalong	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xGannet	2	2019	Rencana
7	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	260	2019	Rencana
8	Jawa-3 Switchyard	Jawa-3 Switching	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
9	Muara Tawar	Bekasi	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xDove	18	2019	Rencana
10	PLTGU Jawa-1	Cibatu Baru II / Sukatani	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	2	2019	Rencana
11	PLTU Jawa-1	Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
12	Switching PLTU Jawa-3 *)	Inc. (Batang - Indramayu)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	40	2019	Rencana
13	Tx. Mandirancan	Indramayu	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	180	2019	Rencana
14	Ubrug	Inc. (Tasik - Depok)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	8	2019	Rencana
15	Gandul	Depok	500 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 4xDove)	15	2020	Rencana
16	Upper Cisokan PLTA PS	Inc. (Cibinong - Saguling)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	60	2021	Rencana
17	Matenggeng PLTA PS	Inc. (Tasikmalaya - Rawalo)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xDove	120	2023	Rencana
18	Indramayu	Cibatu Baru / Deltamas atau Tambun (GIS)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	260	2025	Rencana
19	PLTU Jawa-5	Inc. Switching (Tasik - Depok)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	60	2026	Rencana
	TOTAL				1345		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B3.9.

Tabel B3.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Arjawinangun Baru	Inc. (Jatibarang - Mandirancan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	2	2017	Konstruksi
2	Bogor Baru II / Tajur (GIS)	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xDove	0,2	2017	Konstruksi
3	Bogor Kota (GIS)	Kedungbadak Baru	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2017	Konstruksi
4	Cikarang Baru Lippo	Inc. (Cibatu - Gandamekar)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	2	2017	Konstruksi
5	Cimanggis II / Tengah	Inc. (Kedungbadak - Depok / Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	15	2017	Konstruksi
6	Depok III / Rawadenok	Depok II	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	8	2017	Pengadaan
7	Jatiluhur	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHen)	82	2017	Rencana
8	Kadipaten	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2017	Konstruksi
9	Kanci	Inc. (PLTU CEP - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	24	2017	Konstruksi
10	Kiaracondong II / Rancanumpang (GIS)	Inc. (Kiaracondong - Ujungberung)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	16	2017	Pengadaan
11	Kosambi Baru	Jatiluhur	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	46	2017	Rencana
12	Kosambi Baru	Bekasi	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	118	2017	Konstruksi
13	PLTP Karaha Bodas	Garut	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	0	2017	Konstruksi
14	Babakan Baru	Inc. (Kanci - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	60	2018	Rencana
15	Bandung Timur Baru (GIS)	Ujungberung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	18	2018	Rencana
16	Bandung Utara	Padalarang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	26	2018	Pengadaan
17	Bekasi	Plumpang	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	32	2018	Rencana
18	Bekasi II / Pinggir Kali / Summarecon	Bekasi	150 kV	New, 2 cct, CU 1x2000	8	2018	Rencana
19	Bekasi Utara / Tarumajaya	Inc. (Bekasi - Kosambi Baru)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	16	2018	Rencana
20	Bengkong Baru / Dago II (GIS)	Inc. (Bandung Utara - Dago Pakar)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
21	Bogor Baru	Kedung Badak Baru	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	20	2018	Konstruksi
22	Bunar Baru	Rangkasbitung II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	72	2018	Rencana
23	Cangkring Baru / Kapetakan (GIS)	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
24	Cibatu Baru / Deltamas	Tx. Gandamekar	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	31	2018	Pengadaan
25	Cibatu Baru / Deltamas	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	13	2018	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
26	Cibatu Baru / Deltamas	KIIC II / Margakaya	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	22	2018	Pengadaan
27	Cigereleng	Lagadar	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	33	2018	Rencana
28	Cikijing	Mandirancan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	80	2018	Konstruksi
29	Dayeuhkolot (GIS)	Inc. (Bandung Selatan - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	6	2018	Pengadaan
30	Depok II (GIS)	Inc. (Tx. Cimanggis - Rawadenok (Depok III))	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xDrake	8	2018	Pengadaan
31	Gandul	Kemang	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	24	2018	Rencana
32	Gandul	Petukangan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	28	2018	Pengadaan
33	Jatiluhur Baru	PLTA Jatiluhur	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Konstruksi
34	Jatiluhur Baru	Inc. (Kosambi Baru - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	92	2018	Konstruksi
35	Karawang (GIS)	Teluk Jambe	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
36	Karawang (GIS)	Teluk Jambe II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
37	KIIC II / Margakaya	Pinayungan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
38	Muara Tawar	Inc. (Bekasi - Plumpang Kandang Sapi)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2018	Rencana
39	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong (GIS)	Padalarang Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
40	Padalarang Baru II / Ngamprah / Cikalong (GIS)	Cirata	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2018	Rencana
41	PLTU Pelabuhan Ratu	Pelabuhan Ratu Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2018	Konstruksi
42	Poncol Baru II (GIS)	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	12	2018	Konstruksi
43	Poncol Baru II (GIS)	Poncol Baru	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	2	2018	Rencana
44	Rancaekek	Sunyaragi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	166	2018	Konstruksi
45	Rancakasumba New	Ujungberung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Konstruksi
46	Sukatani	Fajar SW	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	30	2018	Rencana
47	Sukatani / Gobel	Inc. (Bekasi Utara - Kosambi Baru)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2018	Konstruksi
48	Sukatani New	Inc. (Sukatani - Fajar SW)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	2	2018	Rencana
49	Sukatani New	Sukatani	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	2	2018	Rencana
50	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Box Bojong Menteng	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	2	2018	Pengadaan

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
51	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Inc. (Pondok Kelapa - Tambun)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2018	Pengadaan
52	Tegal Luar (GIS)	Inc. (Ujungberung - Kiaracandong)	150 kV	New, 4 cct, CU 2x1000	8	2018	Rencana
53	Telukjambe II	AUA / Heksa / Taman Mekar	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	28	2018	Rencana
54	Balongan	Jatibarang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	34	2019	Rencana
55	Bandung Selatan	Garut	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	66	2019	Konstruksi
56	Bandung Selatan	Tx. Wayang Windu	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	66	2019	Konstruksi
57	Bandung Selatan II / Soreang	Inc. (Lagadar - Patuha)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
58	Bekasi	Tx. Penggilingan	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	9	2019	Rencana
59	Bogor Baru	Cianjur	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	46	2019	Rencana
60	Bogor X	Inc. (Bunar Baru - Kracak Baru)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	8	2019	Rencana
61	Braga	Bandung Timur	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	1	2019	Rencana
62	Bunar Baru	Kracak Baru	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	30	2019	Rencana
63	Cianjur	Padalarang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	83	2019	Rencana
64	Cianjur II / Sindang Barang	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Rencana
65	Cibadak Baru II / Cicurug	Inc. (Cibadak Baru - Ciawi)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
66	Cibinong	Cimanggis	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xGannet)	13	2019	Rencana
67	Cikalong	Bandung Selatan II / Soreang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	30	2019	Rencana
68	Cikalong	Inc. (Cigereleng - Lagadar)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
69	Cikumpay II / Sadang	Inc. (Cirata - Cikumpay)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
70	Drajat	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	130	2019	Konstruksi
71	Drajat	Garut	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	51	2019	Konstruksi
72	Gandul II	Inc. (Gandul - Depok III)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xGannet	10	2019	Rencana
73	Garut	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	81	2019	Konstruksi
74	ITP	Bogor Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
75	Jababeka II / Pamahan	Inc. (Jababeka - Tegalherang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
76	Kadipaten Baru II / Kertajati	Kadipaten Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	32	2019	Rencana
77	Kamojang	Drajat	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	28	2019	Konstruksi

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
78	KIIC II / Margakaya	Kosambi Baru	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	60	2019	Rencana
79	Kracak Baru	Kedung Badak	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
80	Kuningan Baru	Inc. (Cikijing - Mandiracan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
81	Majalaya Baru	Rancakasumba	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	30	2019	Rencana
82	Malangbong Baru	Cikijing	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	80	2019	Rencana
83	Malangbong Baru	New Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	74	2019	Pengadaan
84	Pabuaran	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	40	2019	Rencana
85	Patimban	Inc. (PLTU Indramayu - Sukamandi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
86	PLTA Jatigede / Parakan Kondang Baru	Inc. (Rancaekek - Sunyaragi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
87	PLTGU / MG Jawa-Bali-4	Sukatani atau Switching (Sukatani - Kosambi Baru)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	16	2019	Rencana
88	PLTGU / MG Jawa-Bali-4	Jababeka	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	10	2019	Rencana
89	Rajamandala PLTA	Inc. (Cianjur - Cigereleng)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana
90	Rengasdengklok Baru / Cilamaya	Sukamandi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2019	Rencana
91	Salak	Ciawi Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
92	Sawangan (GIS)	Inc. (Gandul - Serpong)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	4	2019	Rencana
93	Subang Baru	Inc. (Sukamandi - Haurgeulis)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	40	2019	Rencana
94	Sumedang Baru	Inc. (Sunyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	5	2019	Rencana
95	Tambun II / Tambun New / Pasar Kalong (GIS)	Tambun	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	12	2019	Rencana
96	Tanggeung / Cianjur Selatan	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	120	2019	Konstruksi
97	Tasikmalaya New	Tx. Ciamis - Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	128	2019	Konstruksi
98	Telukjambe II	Inc. (Tatajabar - Jatiluhur Baru)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	40	2019	Rencana
99	Trans I	Box Bojong Menteng	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	30	2019	Rencana
100	Tx. Wayang Windu	Kamojang	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	62	2019	Konstruksi
101	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Cibadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x520	8	2019	Rencana
102	Ubrug New	Inc. (PLTU Pelabuhan Ratu - Lembursitu Semen Jawa)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
103	Fajar Surya Wisesa II / Telaga Murni(GIS)	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	100	2020	Rencana
104	Indomulia Cipta Nusantara	Inc. (Indramayu - Kosambi)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	12	2020	Rencana
105	Lagadar II / Bojong	Inc. (Lagadar - Padalarang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2020	Rencana
106	Pangandaran Baru / Cikatomas	Karangnunggal	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	100	2020	Rencana
107	Purwakarta	Semen Pasific	70 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	18	2020	Rencana
108	Purwakarta	Kosambi Baru	70 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	23	2020	Rencana
109	Sentul City / Cijayanti	Inc. (ITP - Bogor Baru)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	4	2020	Rencana
110	Sumadra Baru	Wayang Windu	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2020	Rencana
111	Warung Kiara	Inc. (Pelabuhan Ratu - Cbadak Baru)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	12	2020	Rencana
112	PLTP Cibuni	Tanggeung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
113	Semen Singa Merah/Nambo	Cibinong	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	16	2021	Rencana
114	Banjar	Pangandaran Baru / Cikatomas	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana
115	Garut II / Leles	Inc. (Garut - Bandung Selatan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	40	2022	Rencana
116	Kiarapayung II / Mulyasejati	Kiarapayung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	12	2022	Rencana
117	Kosambi Baru II	Inc. (Kosambi Baru - Bekasi)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	32	2022	Rencana
118	Lembursitu Baru II / Sukalarang	Inc. (Lembursitu Baru - Cianjur)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	2	2022	Rencana
119	Parungmulya II / Kutanegara	Parungmulya	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	8	2022	Rencana
120	Ciawi Baru II / Cisarua	Inc. (Bogor Baru - Cianjur)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2023	Rencana
121	Cibabat III / Gunung Batu	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	12	2023	Rencana
122	Dawuan II / Cipasanggrahan	Dawuan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2023	Rencana
123	Gandamekar II / Cibuntu	Gandamekar	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2023	Rencana
124	Pameungpeuk Baru	Karangnunggal	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	120	2023	Rencana
125	PLTP Tangkuban Perahu I	Padalarang Baru II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	15	2023	Rencana
126	Rancaekek II	Inc. (Rancaekek-Cikasungka)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	8	2024	Rencana
127	Tambun III / Mustika Jaya	Tambun II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2024	Rencana
128	Cikasungka II / Nagreg	Cikasungka	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	12	2025	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
129	Kedungbadak Baru II / Kencana	Inc. (Rawadenok - Kedungbadak)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2025	Rencana
130	PLTA Cibuni	Inc. (PLTP Cibuni - Tanggeung)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2025	Rencana
131	PLTA Cikaso	PLTA Cimandiri	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
132	PLTA Cimandiri	Pelabuhan Ratu Baru / Jampang Kulon	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
133	PLTA Cipasang	Ciamis	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
134	PLTP Cisolok Sukarame	Inc. (Pelabuhan Ratu - Bayah)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	32	2025	Rencana
135	PLTP Gede Pangrango	Cianjur	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
136	PLTP Gunung Ciremai	Mandirancan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2025	Rencana
137	PLTP Gunung Galunggung	Tasikmalaya	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
138	PLTP Tampomas	Inc. (Sunnyaragi - Rancaekek)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	70	2025	Rencana
139	Rancakasumba II / Sangian	Rancakasumba	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2025	Rencana
	TOTAL				4237		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B3.10.

Tabel B3.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	2,426	3,859	432	518,032
2018	2,734	3,915	397	524,525
2019	2,893	4,111	401	204,238
2020	3,032	4,245	426	201,543
2021	3,177	4,385	462	198,700
2022	3,270	4,397	472	195,285
2023	3,390	4,467	483	191,932
2024	3,508	4,529	494	188,166
2025	3,612	4,558	505	184,302
2026	3,721	4,595	516	180,819
2017-2026	31,763	43,060	4,589	2,587,542

Pengembangan Listrik Pedesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Pedesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B3.11 dan tabel B3.12

Tabel B3.11. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	unit	Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
2017	233.30	169	18	354	0	9,544
2018	271.49	35	11	157	0	5,507
2019	69.73	7	10	166	0	941
2020	144.72	16	6	120	0	4,096
2021	71.78	8	12	232	0	6,069
2022	69.73	7	10	166	0	941
2023	69.73	7	10	166	0	941
2024	69.73	7	10	166	0	941
2025	69.73	7	10	166	0	941
2026	69.73	7	10	166	0	941

Tabel B3.12. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Juta Rp Total Biaya
2017	79,231	72,707	35,790	0	187,728
2018	92,760	20,814	22,222	0	135,796
2019	22,954	4,279	21,116	0	48,349
2020	55,144	4,643	13,005	0	72,792
2021	28,719	5,638	26,400	0	60,756
2022	22,954	4,279	21,116	0	48,349
2023	22,954	4,279	21,116	0	48,349
2024	22,954	4,279	21,116	0	48,349
2025	22,954	4,279	21,116	0	48,349
2026	22,954	4,279	21,116	0	48,349

B3.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel B3.13.

Tabel B3.13. Ringkasan

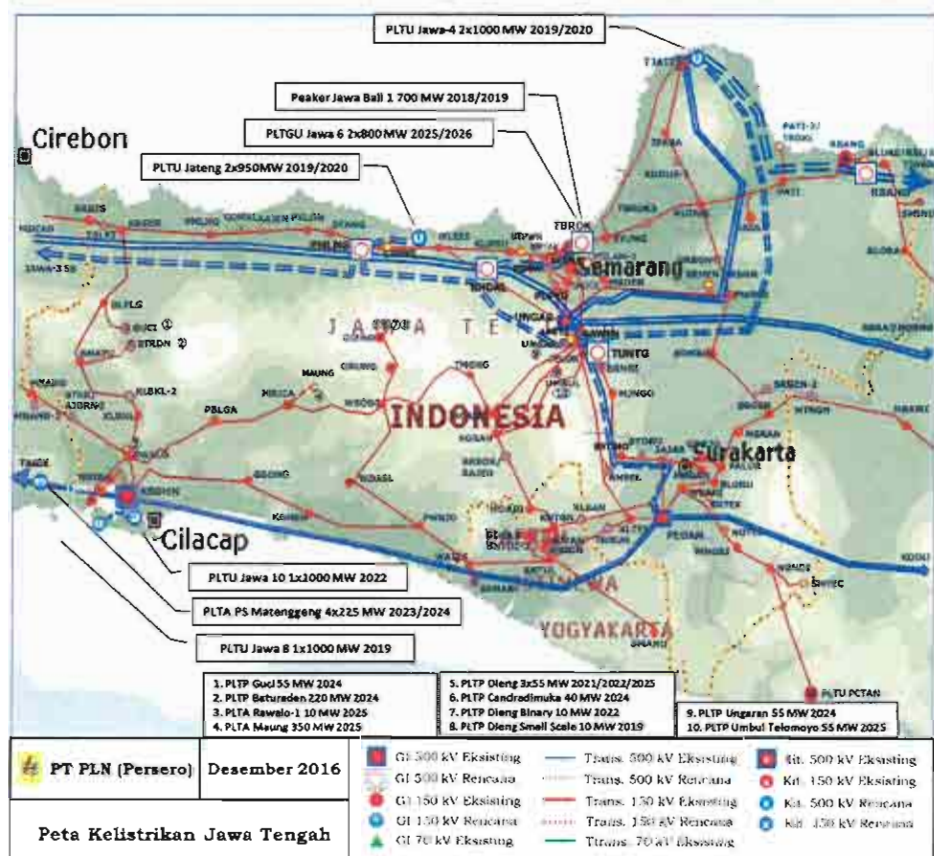
Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (Juta US\$)
2017	50,744	54,134	7,824	52	5362	339.2	855
2018	54,406	57,985	8,360	43	7320	1440.36	1376
2019	58,084	61,854	8,906	5,305	6160	2322.16	7179
2020	62,019	65,996	9,491	142	1160	311.5	744
2021	66,159	70,367	10,107	1,594	500	136	2364
2022	70,531	74,979	10,755	702	540	114	2918
2023	75,155	79,855	11,441	170	1100	307	1129
2024	80,056	85,012	12,164	910	4000	28	2029
2025	85,259	90,511	12,935	2,211	1540	524	4785
2026	90,767	96,168	13,726	2,000	480		465
Growth/Total	6.67%	6.59%	6.44%	13,129	28,162	5,522	23,843

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 tertinggi tahun 2016 sekitar 3.376 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2016. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV 150 kV dengan kapasitas hingga 5.625 MW. Pembangkit listrik di Jawa Tengah yang berada di *grid* 500 kV adalah PLTU Tanjung Jati B, PLTU Adipala, dan PLTU Cilacap Exp. dan di *grid* 150 kV adalah PLTGU/PLTU Tambak Lorok, PLTU Cilacap, PLTP Dieng, PLTA Mrica dan PLTA tersebar. Peta sistem kelistrikan Jawa Tengah ditunjukkan pada Gambar B4.1.



Gambar B4.1. Peta Wilayah Provinsi Jawa Tengah

PLTU Jawa-10 memiliki alternatif koneksi (a) radial ke GITET Adipala atau (b) memotong *double pi* SUTET Tasikmalaya - Kesugihan

Pasokan dari *grid* 500 kV adalah melalui 4 GITET, yaitu Tanjung Jati, Ungaran, Pedan, dan Kesugihan dengan kapasitas 3.500 MVA. 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 dan GITET Kesugihan 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 (lokasi, kapasitas dan data mampu) dari pembangkit terpasang di sistem ini ditunjukkan pada Tabel B4.1.

Tabel B4.1. Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Logawa Basch	PLTM	IPP	3	2017	Konstruksi
2	Kunci Putih	PLTM	IPP	0.95	2017	Konstruksi
3	Banyubiru	PLTM	IPP	0.17	2017	Konstruksi
4	Banyumlayu	PLTM	IPP	0.46	2017	Konstruksi
5	Jimat	PLTM	IPP	0.5	2018	Rencana
6	Jawa-Bali 1	PLTGU/MG	IPP	500	2018	Pengadaan
7	Jawa Tengah (PPP)	PLTU	IPP	950	2019	Konstruksi
8	Jawa-4 (FTP2)	PLTU	IPP	1000	2019	Pengadaan
9	Preng-1	PLTM	IPP	1.8	2019	Rencana
10	Prukut Sambirata	PLTM	IPP	1.5	2019	Rencana
11	Pageruyung (Damar)	PLTM	IPP	2.07	2019	Rencana
12	Jawa-Bali 1	PLTGU/MG	IPP	200	2019	Pengadaan
13	Jawa-8	PLTU	IPP	1000	2019	Konstruksi
14	Kaliwadas	PLTM	IPP	0.4	2019	Rencana
15	Tersebar	PLTSa	IPP	15	2019	Rencana
16	Tersebar	PLTSa	IPP	5	2019	Rencana
17	Dieng Small Scale	PLTP	IPP	10	2019	Rencana
18	Jawa Tengah (PPP)	PLTU	IPP	950	2020	Konstruksi
19	Jawa-4 (FTP2)	PLTU	IPP	1000	2020	Pengadaan
20	Danawarih	PLTM	IPP	0.6	2020	Pengadaan
21	Kalipelus	PLTM	IPP	0.45	2020	Pendanaan
22	Karekan	PLTM	IPP	8	2020	Pendanaan
23	Dieng (FTP2)	PLTP	IPP	55	2021	Sudah PPA, Proses FC
24	Preng-2	PLTM	IPP	4.5	2021	Rencana
25	Tulis	PLTM	IPP	9	2021	Rencana
26	Harjosari	PLTM	IPP	9.9	2021	Rencana
27	Lambur	PLTM	IPP	8	2021	Rencana
28	Dadapayam	PLTM	IPP	3	2021	Rencana
29	Binangun	PLTM	IPP	3.75	2021	Rencana
30	Dieng (FTP2)	PLTP	IPP	55	2022	Rencana
31	Gunung Lawu	PLTP	Unallocated	55	2022	Rencana

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
32	Ambal	PLTM	IPP	2.1	2022	Rencana
33	Gelang	PLTM	IPP	0.3	2022	Rencana
34	Adipasir 1	PLTM	IPP	0.34	2022	Rencana
35	Adipasir 2	PLTM	IPP	0.34	2022	Rencana
36	Pagarpelah	PLTM	IPP	3.2	2022	Rencana
37	Gunung Wugul	PLTM	IPP	3	2022	Rencana
38	Pageruyung-1	PLTM	IPP	4.4	2022	Pengadaan
39	Jawa-10	PLTU	Unallocated	1000	2022	Rencana
40	Dieng Binary	PLTP	IPP	10	2022	Rencana
41	Matenggeng PS	PS	Unallocated	450	2023	Rencana
42	Ungaran (FTP2)	PLTP	IPP	55	2024	Rencana
43	Baturaden (FTP2)	PLTP	IPP	220	2024	Rencana
44	Guci (FTP2)	PLTP	IPP	55	2024	Rencana
45	Gunung Lawu	PLTP	Unallocated	55	2024	Rencana
46	Matenggeng PS	PS	Unallocated	450	2024	Rencana
47	Candradimuka	PLTP	IPP	40	2024	Rencana
48	Logawa Sunyalangu	PLTM	IPP	1.52	2025	Rencana
49	Banjaran Kebonmanis	PLTM	IPP	2.2	2025	Rencana
50	Bendosari	PLTM	IPP	4	2025	Rencana
51	Logawa Babakan	PLTM	IPP	1.34	2025	Rencana
52	Logawa Baseh Karangpelem	PLTM	IPP	1.86	2025	Rencana
53	Palumbungan	PLTM	IPP	1.6	2025	Rencana
54	Pugeran	PLTM	IPP	6	2025	Rencana
55	Umbul Telumoyo (FTP2)	PLTP	IPP	55	2025	Rencana
56	Serayu	PLTM	IPP	8.62	2025	Rencana
57	Jawa-6	PLTGU	Unallocated	800	2025	Rencana
58	Maung	PLTA	Unallocated	350	2025	Rencana
59	Rawalo-2	PLTA	Unallocated	10.3	2025	Rencana
60	Dieng	PLTP	IPP	55	2025	Rencana
61	Mangunan-Wanayasa	PLTP	IPP	40	2025	Rencana
62	Jawa-6	PLTGU	Unallocated	800	2026	Rencana
Jumlah				10339		

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B4.2.

Tabel B4.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	GI Tambak Lorok PLTU	1	150/20	60	67.03
		2	150/20	20	
2	GI Krapyak	3	150/20	60	43.99
		4	150/20	60	
		5	150/20	60	
3	GI Pandean Lamper	6	150/20	30	113.45
		7	150/20	60	
		8	150/20	60	
4	GI Srandol	9	150/20	60	50.42

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		10	150/20	32	
5	GI Weleri	11	150/20	16	55.36
		12	150/20	30	
6	GI Kaliwungu	13	150/20	60	53.59
		14	150/20	60	
7	GI Purwodadi	15	150/20	20	82.28
		16	150/20	60	
		17	150/20	30	
8	GI Kedungombo PLTA	18	150/20	16	0.68
9	GI Kalisari	19	150/20	60	89.84
		20	150/20	60	
10	GI Sayung	21	150/20	30	75.26
		22	150/20	60	
		23	150/20	60	
11	GI Simpang Lima	24	150/20	60	89.29
		25	150/20	60	
12	GI Randu Garut (GIS)	26	150/20	60	89.28
		27	150/20	60	
13	GI Pudak Payung (GIS)	28	150/20	60	30.26
14	GI Bukit Smg Baru	29	150/20	20	34.27
		30	150/20	60	
15	GI Mranggen	31	150/20	60	48.19
16	GI Kudus	32	150/20	60	118.24
		33	150/20	60	
		34	150/20	60	
17	GI Pati	35	150/20	60	141.74
		36	150/20	60	
		37	150/20	60	
18	GI Rembang	38	150/20	60	70.65
		39	150/20	30	
19	GI Blora	40	150/20	60	35.89
		41	150/20	30	
20	GI Cepu	42	150/20	60	32.92
		43	150/20	30	
21	GI Jepara	44	150/20	60	85.19
		45	150/20	60	
22	GI Jekulo	46	150/20	60	54.76
		47	150/20	30	
23	GI Tanjung Jati	48	150/20	60	29.58
24	GI Ungaran	49	150/20	15	82.54
		50	150/20	60	
25	GI Beringin	51	150/20	60	65.22
		52	150/20	60	
26	GI Bawen	53	150/20	60	56.48
		54	150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
27	GI Palur	55	150/20	60	137.09
		56	150/20	60	
		57	150/20	60	
28	GI Gondang Rejo	58	150/20	60	46.93
29	GI Jajar	59	150/20	60	71.32
		60	150/20	60	
		61	150/20	16	
30	GI Sragen	62	150/20	60	81.92
		63	150/20	60	
		64	150/20	60	
31	GI Wonosari	65	150/20	60	74.91
		66	150/20	20	
		67	150/20	60	
32	GI Wonogiri	68	150/20	60	65.64
		69	150/20	60	
33	GI Nguntoronadi	70	150/20	60	16.67
34	GI Mangkunegaran	71	150/20	60	77.52
		72	150/20	60	
35	GI Solo Baru	73	150/20	60	86.55
		74	150/20	60	
36	GI Masaran	75	150/20	60	71.47
		76	150/20	60	
37	GI Sanggrahan	93	150/20	60	83.72
		94	150/20	30	
		95	150/20	60	
38	GI Purworejo	96	150/20	30	51.30
		97	150/20	60	
39	GI Secang	98	150/20	60	38.23
		99	150/20	30	
40	GI Temanggung	100	150/20	30	23.48
		101	150/20	60	
41	GI Klaten	102	150/20	60	48.24
		103	150/20	30	
		104	150/20	30	
50	GI Mojosongo	105	150/20	60	67.66
		106	150/20	30	
42	GI Banyudono	107	150/20	20	57.75
		108	150/20	60	
		109	150/20	30	
43	GI Pedan	110	150/20	60	41.20
44	GI Kalibakal	111	150/20	20	105.59
		112	150/20	20	
		113	150/20	60	
		114	150/20	60	
45	GI Purbalingga	115	150/20	60	54.49

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		116	150/20	60	
46	GI Wonosobo	117	150/20	60	35.15
		118	150/20	30	
47	GI Rawalo	119	150/20	16	32.07
		120	150/20	30	
48	GI Mrica PLTA	121	150/20	60	47.18
		122	150/20	60	
49	GI Dieng	123	150/20	30	16.23
50	GI Kebasen	124	150/20	60	142.29
		125	150/20	20	
		126	150/20	60	
		127	150/20	60	
51	GI Pemalang	128	150/20	60	75.95
		129	150/20	60	
52	GI Bumiayu	130	150/20	60	29.41
		131	150/20	30	
53	GI Brebes	132	150/20	60	82.96
		133	150/20	30	
54	GI Balapulang	134	150/20	60	36.14
55	GI Pekalongan	135	150/20	60	98.56
		136	150/20	60	
		137	150/20	60	
56	GI Batang	138	150/20	30	57.12
		139	150/20	60	
		140	150/20	60	
57	GI Lomanis	141	150/20	20	31.68
		142	150/20	30	
58	GI Gombong	143	150/20	60	39.85
		144	150/20	20	
		145	150/20	30	
59	GI Majenang	146	150/20	20	41.80
		147	150/20	30	
		148	150/20	60	
60	GI Wadaslintang	149	150/20	16	9.11
61	GI Kebumen	150	150/20	30	37.96
		151	150/20	60	
62	GI Semen Nusantara	152	150/20	60	37.64
63	GI Kesugihan	153	150/20	60	40.41
Jumlah				6707	3,890

B4.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Penjualan sejak tahun 2011-2016 tumbuh rata-rata sebesar 7,5%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 2.672 MW pada tahun 2011 dan menjadi 3.693 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 6,7%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B4.3.

Tabel B4.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	10,596	48%
2	Komersil	2,418	11%
3	Publik	1,316	6%
4	Industri	7,644	35%
	Jumlah	21,973	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 diberikan pada Tabel B4.4, dengan rata-rata pertumbuhan energi penjualan selama 10 tahun sekitar 6,14%.

Tabel B4.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4.83	23,210	24,750	3,873	9,659,357
2018	5.24	24,852	26,472	4,126	9,944,124
2019	5.80	26,689	28,399	4,408	10,055,058
2020	6.15	28,737	30,546	4,722	10,157,560
2021	6.11	30,934	32,846	5,057	10,261,089
2022	6.07	33,291	35,311	5,414	10,365,779
2023	6.03	35,818	37,967	5,798	10,471,749
2024	5.98	38,530	40,815	6,208	10,579,154
2025	5.94	41,438	43,896	6,650	10,688,188
2026	5.87	44,542	47,185	7,120	10,798,384
Growth	5.80	7.51%	7.43%	7.00%	1.25%

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.

Saat ini pasokan gas untuk PLTGU Tambak Lorok sudah mulai tercukupi, yaitu dari Lapangan Gundih (SPP) dan dari Lapangan Kepodang (Petronas). Selain itu Pertamina 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.

Terdapat potensi energi angin sebesar 40 MW di Provinsi Jawa Tengah.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan Pembangkit Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B4.5.

Tabel B4.5. Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Logawa Baseh	PLTM	IPP	3	2017	Konstruksi
2	Kunci Putih	PLTM	IPP	0.95	2017	Konstruksi
3	Banyubiru	PLTM	IPP	0.17	2017	Konstruksi
4	Banyumlayu	PLTM	IPP	0.46	2017	Konstruksi
5	Jimat	PLTM	IPP	0.5	2018	Rencana
6	Jawa-Bali 1	PLTGU/MG	IPP	500	2018	Pengadaan
7	Jawa Tengah (PPP)	PLTU	IPP	950	2019	Konstruksi
8	Jawa-4 (FTP2)	PLTU	IPP	1000	2019	Pengadaan
9	Preng-1	PLTM	IPP	1.8	2019	Rencana
10	Prukut Sambirata	PLTM	IPP	1.5	2019	Rencana
11	Pageruyung (Damar)	PLTM	IPP	2.07	2019	Rencana
12	Jawa-Bali 1	PLTGU/MG	IPP	200	2019	Pengadaan
13	Jawa-8	PLTU	IPP	1000	2019	Konstruksi
14	Kaliwadas	PLTM	IPP	0.4	2019	Rencana
15	Tersebar	PLTSa	IPP	15	2019	Rencana
16	Tersebar	PLTSa	IPP	5	2019	Rencana
17	Dieng Small Scale	PLTP	IPP	10	2019	Rencana
18	Jawa Tengah (PPP)	PLTU	IPP	950	2020	Konstruksi
19	Jawa-4 (FTP2)	PLTU	IPP	1000	2020	Pengadaan
20	Danawarih	PLTM	IPP	0.6	2020	Pengadaan

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
21	Kalipelus	PLTM	IPP	0.45	2020	Pendanaan
22	Karekan	PLTM	IPP	8	2020	Pendanaan
23	Dieng (FTP2)	PLTP	IPP	55	2021	Sudah PPA, Proses FC
24	Preng-2	PLTM	IPP	4.5	2021	Rencana
25	Tulis	PLTM	IPP	9	2021	Rencana
26	Harjosari	PLTM	IPP	9.9	2021	Rencana
27	Lambur	PLTM	IPP	8	2021	Rencana
28	Dadapayam	PLTM	IPP	3	2021	Rencana
29	Binangun	PLTM	IPP	3.75	2021	Rencana
30	Dieng (FTP2)	PLTP	IPP	55	2022	Rencana
31	Gunung Lawu	PLTP	Unallocated	55	2022	Rencana
32	Ambal	PLTM	IPP	2.1	2022	Rencana
33	Gelang	PLTM	IPP	0.3	2022	Rencana
34	Adipasir 1	PLTM	IPP	0.34	2022	Rencana
35	Adipasir 2	PLTM	IPP	0.34	2022	Rencana
36	Pagarpelah	PLTM	IPP	3.2	2022	Rencana
37	Gunung Wugul	PLTM	IPP	3	2022	Rencana
38	Pageruyung-1	PLTM	IPP	4.4	2022	Pengadaan
39	Jawa-10	PLTU	Unallocated	1000	2022	Rencana
40	Dieng Binary	PLTP	IPP	10	2022	Rencana
41	Matenggeng PS	PS	Unallocated	450	2023	Rencana
42	Ungaran (FTP2)	PLTP	IPP	55	2024	Rencana
43	Baturaden (FTP2)	PLTP	IPP	220	2024	Rencana
44	Guci (FTP2)	PLTP	IPP	55	2024	Rencana
45	Gunung Lawu	PLTP	Unallocated	55	2024	Rencana
46	Matenggeng PS	PS	Unallocated	450	2024	Rencana
47	Candradimuka	PLTP	IPP	40	2024	Rencana
48	Logawa Sunyalangu	PLTM	IPP	1.52	2025	Rencana
49	Banjaran Kebonmanis	PLTM	IPP	2.2	2025	Rencana
50	Bendosari	PLTM	IPP	4	2025	Rencana
51	Logawa Babakan	PLTM	IPP	1.34	2025	Rencana
52	Logawa Baseh Karangpelem	PLTM	IPP	1.86	2025	Rencana
53	Palumbungan	PLTM	IPP	1.6	2025	Rencana
54	Pugeran	PLTM	IPP	6	2025	Rencana
55	Umbul Telumoyo (FTP2)	PLTP	IPP	55	2025	Rencana
56	Serayu	PLTM	IPP	8.62	2025	Rencana
57	Jawa-6	PLTGU	Unallocated	800	2025	Rencana
58	Maung	PLTA	Unallocated	350	2025	Rencana
59	Rawalo-2	PLTA	Unallocated	10.3	2025	Rencana
60	Dieng	PLTP	IPP	55	2025	Rencana
61	Jawa-6	PLTGU	Unallocated	800	2026	Rencana
Jumlah				10229		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B4.6.

Tabel B4.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Pedan	500/150 kV	Ext	500	2017	Konstruksi
2	Pedan	500/150 kV	Ext	500	2017	Konstruksi
3	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	500	2017	Konstruksi
4	Ungaran	500/150 kV	Spare	167	2017	Rencana
5	Batang	500 kV	New	4 Dia	2018	Rencana
6	Batang	500/150 kV	Ext	1000	2018	Rencana
7	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	500	2018	Konstruksi
8	Rawalo / Kesugihan	500/150 kV	Ext	1000	2018	Rencana
9	Ampel / Tuntang	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
10	Pedan	500 kV	Ext	-	2019	Rencana
11	PLTU Jateng	500 kV	New	3 Dia	2019	Rencana
12	Tanjung Jati B	500/150 kV	Ext	500	2019	Rencana
13	Ungaran	500 kV	Ext	-	2019	Rencana
14	Ungaran	500/150 kV	Ext	500	2020	Rencana
15	Adipala	500 kV	Ext	1 Dia	2022	Rencana
16	Rawalo / Kesugihan	500 kV	Ext	1 Dia	2022	Rencana
17	Ampel / Tuntang	500/150 kV	Ext	1000	2023	Rencana
18	Rembang	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
19	Switching Kendal	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
20	Tambaklorok	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
21	Tanjung Jati	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
TOTAL				8167		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B4.7.

Tabel B4.7. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Balapulang	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
2	Banyudono	150/20 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
3	Banyudono	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
4	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
5	Grogol / Solo Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
6	Kebasen	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
7	Kebumen	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
8	Klaten	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
9	Lomanis	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
10	Medari	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
11	Mojosongo	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
12	Mranggen	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
13	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	-	2017	Konstruksi
14	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	150 kV	New	5 LB	2017	Konstruksi
15	Pandean Lamper	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
16	Pedan	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
17	Pedan	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
18	Pemalang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
19	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
20	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
21	PLTU Tambaklorok (GIS)	150/20 kV	Upr	60	2017	Konstruksi
22	Pudak Payung (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
23	Purwodadi	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
24	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
25	Sanggrahan	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
26	Semen Indonesia	150 kV	New	5 LB	2017	Konstruksi
27	Semen Nusantara	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
28	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
29	Tambaklorok	150 kV	Ext	2 LB	2017	Rencana
30	Ungaran	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
31	Weleri	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
32	Wonosari	150 kV	Upr	2 LB	2017	Rencana
33	Batang	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
34	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
35	Batang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
36	Batang New	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
37	Comal	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
38	Jekulo	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
39	Jepara	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
40	Jepara	150/20 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
41	Kebasen	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
42	Kedungombo	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
43	Kedungombo PLTA	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
44	Kudus	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
45	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
46	Medari	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
47	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	-	2018	Konstruksi
48	Pekalongan	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
49	Pekalongan	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
50	Pemalang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
51	Pemalang	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
52	Purbalingga	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
53	Semen Indonesia	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
54	Sragen	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
55	Tanjung Jati	150/20 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
56	Ungaran	150/20 kV	Ext	-	2018	Rencana
57	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
58	Ampel	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
59	Ampel New / Tuntang New	150 kV	New	8 LB	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
60	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
61	Beringin	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
62	Gondangrejo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
63	Jajar	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
64	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
65	Jelok	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
66	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
67	Kalisari (GIS)	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
68	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
69	Kentungan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
70	Masaran	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
71	Masaran	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
72	Masaran	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
73	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2019	Rencana
74	Medari	150 kV	Upr	1 LB	2019	Rencana
75	Mojosongo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
76	New Rawalo / Kesugihan	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
77	Palur	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
78	Pandean Lamper	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
79	Pandean Lamper	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
80	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
81	Pati	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
82	Pati II / Trangkil	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
83	Pedan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
84	Rawalo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
85	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
86	Sanggrahan	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
87	Simpang Lima (GIS)	150 kV	Upr	4 LB	2019	Rencana
88	Solo Baru	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
89	Sragen	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
90	Tambaklorok / Jawa Bali 1	150 kV	New	4 Dia	2019	Rencana
91	Tambaklorok Baru / Gajah	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
92	Tanjung Jati	150 kV	Ext	-	2019	Rencana
93	Trunoh	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
94	Wonosari	150/20 kV	Upr	60	2019	Rencana
95	Batang II / Limpung	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
96	BSB (Bukit Semarang Baru) (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
97	Bumiayu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
98	Gondangrejo	150 kV	Upr	1 LB	2020	Rencana
99	Kalibakal	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
100	Kaliwungu	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
101	Kedungombo	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
102	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
103	Lohdjinawi	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
104	Majenang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
105	Majenang II / Sidareja	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
106	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
107	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
108	Nguntoronadi	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
109	Palur	150 kV	Upr	1 LB	2020	Rencana
110	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
111	Purbalingga II / Belik	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
112	Purwodadi	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
113	Sayung	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
114	Semen Grobogan	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
115	Semen Indonesia Rembang / Smelter Rembang / Sluke II	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
116	Semen Ultratech	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
117	Srondol	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
118	Ungaran	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
119	Ungaran	150 kV	Ext	-	2020	Rencana
120	Wadaslintang	150/20 kV	Upr	30	2020	Rencana
121	Weleri	150 kV	Upr	2 LB	2020	Rencana
122	Brebes II/Ketanggungan	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
123	Comal	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
124	Comal II / Kajen	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
125	Gondangrejo	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
126	PLTU Rembang / Sluke	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
127	Sanggrahan II / Rajeg	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
128	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	New	5 LB	2021	Rencana
129	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
130	Bawen	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
131	Brebes	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
132	BSB (Bukit Semarang Baru) (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
133	Gunung Pati	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
134	Jepara	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
135	Kalibakal II	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
136	Kaliwungu	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
137	Ampel New / Tuntang New	150 kV	New	-	2023	Rencana
138	Jajar	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
139	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
140	Pati II / Trangkil	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
141	PLTU Tambaklorok (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
142	Rembang	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
143	Ampel	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
144	Balapulang	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
145	Bawen	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
146	Bumiayu	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
147	Kedungombo PLTA	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
148	PLTP Baturaden	150/20 kV	New	2 LB	2024	Rencana
149	PLTP Guci	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
150	PLTP Ungaran	150/20 kV	New	60	2024	Rencana
151	Rawalo	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
152	Semanu	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
153	Sragen	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
154	Sragen	150 kV	Ext	2 LB	2024	Rencana
155	Sragen II	150/20 kV	New	60	2024	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
156	Blora	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
157	Gunung Pati	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
158	Kalibakal II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
159	Kudus II / Nalumsari	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
160	Lohdjinawi	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
161	Mrica PLTA	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
162	Mrica PLTA	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
163	Pandean Lamper	150/20 kV	Upr	60	2025	Rencana
164	PLTA Maung	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
165	PLTP Umbul Telomoyo	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
166	Rembang	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
167	Tambaklorok	150 kV	Ext	-	2025	Rencana
168	Wonogiri	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
169	Banyudono II / Tulung	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
170	Brebes	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
171	Brebes II/Ketanggungan	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
172	Gombang	150/20 kV	Upr	60	2026	Rencana
173	Gondangrejo	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
174	Karangjati / Bawen II	150/20 kV	New	120	2026	Rencana
175	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
176	Pandean Lamper II / Banget Ayu	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
177	Srondol	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
178	Tanjung Jati	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
179	Tawang Sari (Sritex)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
180	Wonosobo	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
				6060		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B4.8.

Tabel B4.8. Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Tanjung Jati B	Tx. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	260	2018	Konstruksi
2	Ampel / Tuntang	Inc. (Ungaran - Pedan)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xGannet	2	2019	Rencana
3	Batang	Inc. (Ungaran - Mandirancan)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	80	2019	Rencana
4	Batang	Tx. Mandirancan	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	334	2019	Rencana
5	Pedan	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, ACSR 4xZebra	56	2019	Rencana
6	PLTU Jateng	Batang	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	40	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
7	Tx. (Ungaran - Pedan)	Batang	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	63	2019	Rencana
8	Ungaran	Ampel / Tuntang	500 kV	New, 1 cct, ACSR 4xZebra	22	2019	Rencana
9	Adipala	Rawalo / Kesugihan	500 kV	New, 1 cct, ACSR 4xZebra	14	2022	Rencana
10	Switching Kendal	Inc. Ungaran - Mandirancan	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xDove	12	2025	Rencana
11	Tambaklorok	Switching Kendal	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	60	2025	Rencana
12	Tanjung Jati	Rembang	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	340	2025	Rencana
					1283		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B4.9.

Tabel B4.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Banyudono	Inc. (Mojosongo - Jajar)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	0.2	2017	Rencana
2	New Rawalo / Kesugihan	Rawalo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 1xHawk	4	2017	Konstruksi
3	Nguter / Rayon Utama Makmur (RUM)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2017	Konstruksi
4	Pedan	Wonosari	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	44	2017	Rencana
5	PLTU Tambaklorok (GIS)	Tambaklorok	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
6	Purwodadi	Ungaran	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	68	2017	Konstruksi
7	Sayung	Tx. (Bawen - Tambaklorok)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Konstruksi
8	Semen Indonesia	Inc. (Rembang - Blora)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	16	2017	Konstruksi
9	Sinar Tambang Arta Lestari / Ajibarang	Inc. (Rawalo - Majenang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	36	2017	Konstruksi
10	Tanjung Jati	Sayung	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	120	2017	Konstruksi
11	Weleri	Ungaran	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xHawk	76	2017	Konstruksi
12	Batang	Weleri	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x410	62	2018	Rencana
13	Batang New	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	40	2018	Rencana
14	Comal	Inc. (Pekalongan - Pemalang)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	40	2018	Rencana
15	Kebasen	Pemalang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	56	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
16	Kedungombo	Sragen	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	30	2018	Rencana
17	Kudus	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	53	2018	Rencana
18	Kudus II / Nalumsari	Inc. (Kudus - Jepara)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
19	Medari	Inc. (Sanggrahan - Kentungan)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	1	2018	Rencana
20	Pekalongan	Batang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	33	2018	Rencana
21	Pemalang	Pekalongan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	62	2018	Rencana
22	Tanjung Jati	Jepara	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	48	2018	Rencana
23	Ampel	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, 2xZebra	20	2019	Rencana
24	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	2	2019	Rencana
25	Ampel New / Tuntang New	Inc. (Beringin - Jelok)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x420	10	2019	Rencana
26	Bantul	Tx. Trunuh	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	29	2019	Rencana
27	Beringin	Mojosongo	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2019	Rencana
28	Beringin	Jelok	150 kV	Rec, 2 cct, TACSR 2x420	16	2019	Rencana
29	Gondangrejo	Jajar	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	19	2019	Rencana
30	Jelok	Sanggrahan	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	86	2019	Rencana
31	Kebasen II / Tegal Kota / Kemantran	Inc. (Kebasen - Brebes)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	10	2019	Rencana
32	Klaten	Tx. Trunuh	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	4	2019	Rencana
33	Masaran	Inc. (Palur - Sragen)	150 kV	New, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	4	2019	Rencana
34	Masaran	Sragen	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	12	2019	Rencana
35	Medari	Kentungan	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	22	2019	Rencana
36	Palur	Masaran	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	12	2019	Rencana
37	Pandean Lamper	Simpang Lima	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	6	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
38	Pandean Lamper II / Banget Ayu	Pandean Lamper	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
39	Pati II / Trangkil	Pati	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
40	Pedan	Solo Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
41	Rawalo	Kalibakal	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	32	2019	Rencana
42	Sanggrahan	Medari	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2xZebra	56	2019	Rencana
43	Simpang Lima	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	6	2019	Rencana
44	Tambaklorok	Ungaran	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDrake)	58	2019	Rencana
45	Tambaklorok	Pandean Lamper	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	13	2019	Rencana
46	Tambaklorok Baru / Gajah	Inc. (Sayung - Kudus)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xHawk	20	2019	Rencana
47	Trunuh	Inc. (Bantul - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xDove)	1	2019	Rencana
48	Batang II / Limpung	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	60	2020	Rencana
49	Kalibakal	Bumiayu	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	70	2020	Rencana
50	Lohdjinawi	Inc. (Batang - Weleri)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	1	2020	Rencana
51	Majenang II / Sidareja	Majenang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
52	Palur	Gondangrejo	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xDove)	12	2020	Rencana
53	Purbalingga II / Belik	New Rawalo / Kesugihan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2020	Rencana
54	Purwodadi	Kedungombo	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	42	2020	Rencana
55	Semen Grobogan	Inc. (Mranggen - Purwodadi)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2020	Rencana
56	Semen Indonesia Rembang / Smelter Rembang / Sluke II	PLTU Rembang / Sluke	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	16	2020	Rencana
57	Semen Ultratech	Nguntoronadi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 1xZebra	30	2020	Rencana
58	Weleri	Kaliwungu	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	44	2020	Rencana
59	Brebes II / Ketanggungan	Inc. (Brebes-CEP)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	8	2021	Rencana
60	Comal II / Kajen	Comal	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2021	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
61	Sanggrahan II / Rajeg	Inc. (Sanggrahan - Medari)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
62	Tawang Sari (Sritex)	Inc. (Wonogiri - Wonosari)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	2	2021	Rencana
63	Gunung Pati	BSB (Bukit Semarang Baru)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
64	Kalibakal II	Inc. (Kalibakal - Bumiayu)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	40	2022	Rencana
65	PLTP Baturaden	Bumiayu	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2024	Rencana
66	PLTP Guci	Balapulang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2024	Rencana
67	PLTP Ungaran	Bawen	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2024	Rencana
68	Sragen II	Kedungombo PLTA	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
69	Sragen II	Sragen	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2024	Rencana
70	PLTA Maung	PLTA Mrica	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
71	PLTP Umbul Telomoyo	Inc. (Sanggrahan - Bawen)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	64	2025	Rencana
72	Banyudono II / Tulung	Inc. (Bawen - Klaten)	150 kV	New, 4 cct, 2xZebra	20	2026	Rencana
73	Karangjati / Bawen II	Inc. (Bawen - Ungaran)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2026	Rencana
TOTAL					2138		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B4.10.

Tabel B4.10. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	1,843	1,921	783	373,034
2018	1,407	1,466	845	284,767
2019	548	571	917	110,934
2020	506	528	991	102,501
2021	512	533	1,061	103,529
2022	517	539	1,137	104,690
2023	524	546	1,218	105,969
2024	531	553	1,305	107,406
2025	539	561	1,399	109,034
2026	544	567	1,499	110,196
2017-2026	7,471	7,786	11,156	1,512,061

Pengembangan Listrik Pedesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Pedesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B4.11 dan tabel B4.12.

Tabel B4.11. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	unit	Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribuan)
2017	112.39	230	7	267	0	9,129
2018	40.03	138	4	144	0	7,637
2019	31.78	135	4	155	0	8,385
2020	31.78	135	4	155	0	8,385
2021	31.78	135	4	155	0	8,385
2022	31.78	135	4	155	0	8,385
2023	31.78	135	4	155	0	8,385
2024	31.78	135	4	155	0	8,385
2025	31.78	135	4	155	0	8,385
2026	31.78	135	4	155	0	8,385

Tabel B4.12. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Juta Rp
					Total Biaya
2017	20,310	27,687	6,831	0	54,828
2018	11,775	33,790	6,714	0	52,279
2019	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2020	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2021	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2022	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2023	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2024	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2025	10,749	38,239	8,310	0	57,298
2026	10,749	38,239	8,310	0	57,298

B4.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi hingga tahun 2026 adalah seperti tersebut dalam Tabel B4.13.

Tabel B4.13. Ringkasan

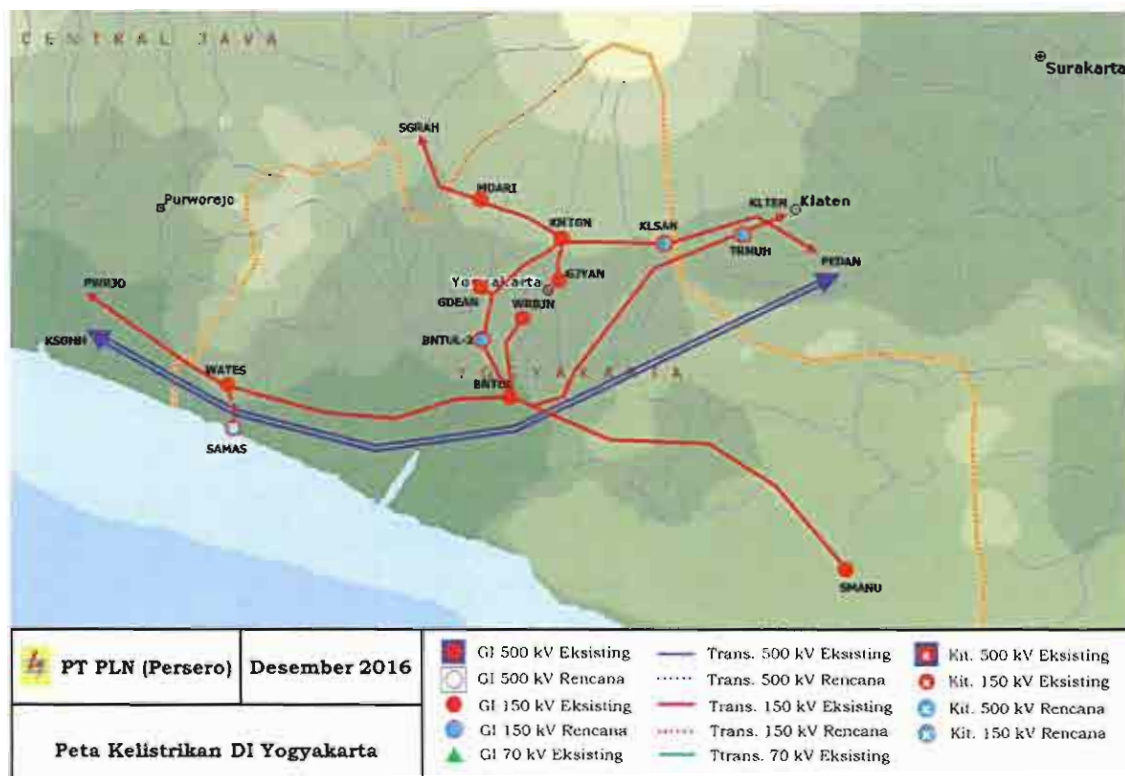
Tahun	Penjualan Energi (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	23,210	24,750	3,873	5	2987	424.28
2018	24,852	26,472	4,126	501	2950	705.4
2019	26,689	28,399	4,408	3186	2160	1146.08
2020	28,737	30,546	4,722	1959	1190	364.84
2021	30,934	32,846	5,057	93	420	70

Tahun	Penjualan Energi (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2022	33,291	35,311	5,414	1134	420	64
2023	35,818	37,967	5,798	450	1300	
2024	38,530	40,815	6,208	875	420	120
2025	41,438	43,896	6,650	1337	2600	486
2026	44,542	47,185	7,120	800	780	40
Growth/Total	7.51%	7.43%	7.00%	10,339	15,227	3,421

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 tertinggi tahun 2016 sekitar 458 MW yang tercapai pada bulan Oktober 2016. Pasokan seluruhnya dari subsistem Pedan dan Kesugihan di provinsi Jawa Tengah. Peta sistem kelistrikan provinsi DIY ditunjukkan pada Gambar B5.1.



Gambar B5.1. Peta Kelistrikan di Provinsi DIY

Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B5.1.

Tabel B5.1 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	GI Kentungan	1	150/20	60	87.21
		2	150/20	60	
2	GI Bantul	3	150/20	60	116.14
		4	150/20	60	
		5	150/20	60	
3	GI Godean	6	150/20	30	67.40
		7	150/20	30	
4	GI Wates	8	150/20	30	39.68

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		9	150/20	60	
5	GI Medari	10	150/20	30	41.40
		11	150/20	30	
6	GI Gejayan (GIS)	12	150/20	60	88.92
		13	150/20	60	
7	GI Wirobrajan (GIS)	14	150/20	60	37.73
8	GI Semanu	15	150/20	60	42.33
		16	150/20	30	
Jumlah				780	521

B5.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Pertumbuhan rata-rata penjualan sejak tahun 2011-2016 adalah 6,6%, sedangkan beban puncak tumbuh dari 349 MW pada tahun 2011 dan menjadi 474 MW pada tahun 2016 atau naik rata-rata 6,3%. Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B5.2.

Tabel B5.2. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	1,449	55%
2	Komersil	628	24%
3	Publik	319	12%
4	Industri	261	10%
Jumlah		2,658	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017 - 2026 diberikan pada Tabel B5.3, dengan rata-rata pertumbuhan penjualan energi selama 10 tahun sekitar 6,39%.

Tabel B5.3. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4.30	2,850	3,033	504	1,142,925
2018	4.68	3,086	3,280	542	1,182,938
2019	5.17	3,361	3,569	588	1,223,702
2020	5.48	3,706	3,931	645	1,252,448
2021	5.44	4,105	4,348	710	1,271,407
2022	5.40	4,533	4,798	780	1,290,631
2023	5.36	4,995	5,283	855	1,310,061

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	5.32	5,491	5,805	936	1,329,726
2025	5.28	6,026	6,370	1,022	1,349,601
2026	5.21	6,599	6,975	1,115	1,369,720
Growth	5.17	9.78%	9.70%	9.23%	2.03%

B5.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Pengembangan sarana untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Provinsi DIY yaitu pengembangan sarana pembangkit, transmisi, gardu induk dan distribusi.

Potensi Sumber Energi

Provinsi D.I.Yogyakarta memiliki potensi panas bumi yang diperkirakan mencapai 10 MWe di 1 lokasi yaitu pada Parangtritis, Gunung Kidul.

Pengembangan Pembangkit

Di provinsi D.I. Yogyakarta direncanakan penambahan pembangkit sebesar 50,6 MW yang terdiri atas PLT Bayu Samas 50 MW (2018) dan PLTM Semawung 0,6 MW (2020).

Pengembangan Gardu Induk

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B5.4.

Tabel B5.4. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Godean	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
2	Wirobrajan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
3	Bantul II / Tuksono	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
4	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
5	Wates	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
6	Wates	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
7	Godean	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
8	Godean	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
9	Kentungan II / Kalasan	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
10	Wates	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
11	Gejayan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
12	Gejayan Baru (GIS)	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
	TOTAL			720		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B5.5.

Tabel B5.5. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Bantul II / Tuksono	Inc. (Bantul - Godean Kentungan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 1xHawk	10	2019	Rencana
2	Kentungan II / Kalasan	Inc. (Pedan - Kentungan)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
3	PLTB Samas	Wates	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	46	2019	Rencana
4	Gejayan Baru	Kentungan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2026	Rencana
TOTAL					86		

Pengembangan Distribusi

Dalam rangka memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, diperlukan rencana pengembangan distribusi seperti pada tabel B5.6.

Tabel B5.6. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	257	261	56	48,959
2018	210	214	60	40,013
2019	214	218	65	40,764
2020	151	154	69	28,747
2021	99	101	74	18,958
2022	101	103	80	19,224
2023	102	104	86	19,430
2024	103	105	92	19,665
2025	104	106	99	19,875
2026	106	107	106	20,119
2017-2026	1,447	1,473	787	275,754

Pengembangan Listrik Pedesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Pedesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Perdesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B5.7 dan tabel B5.8.

Tabel B5.7. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	unit	Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
2017	7.55	22	1	23	0	762
2018	6.67	23	1	24	0	1,396
2019	3.90	17	0	19	0	968
2020	11.66	14	1	16	0	621
2021	11.70	15	1	16	0	621
2022	11.78	15	1	16	0	621
2023	11.86	15	1	16	0	621
2024	11.91	15	3	17	0	621
2025	11.96	15	3	17	0	621
2026	11.96	15	3	17	0	621

Tabel B5.8. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

					Juta Rp
Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	1,364	2,679	588	0	4,631
2018	1,963	5,632	1,119	0	8,713
2019	12,066	42,927	9,329	0	64,322
2020	2,405	2,523	901	0	5,829
2021	2,414	2,533	904	0	5,851
2022	2,430	2,550	911	0	5,891
2023	2,446	2,567	917	0	5,929
2024	2,457	2,578	2,686	0	7,720
2025	2,468	2,589	2,692	0	7,748
2026	2,468	2,589	2,692	0	7,748

B5.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 adalah seperti tersebut dalam Tabel B5.9.

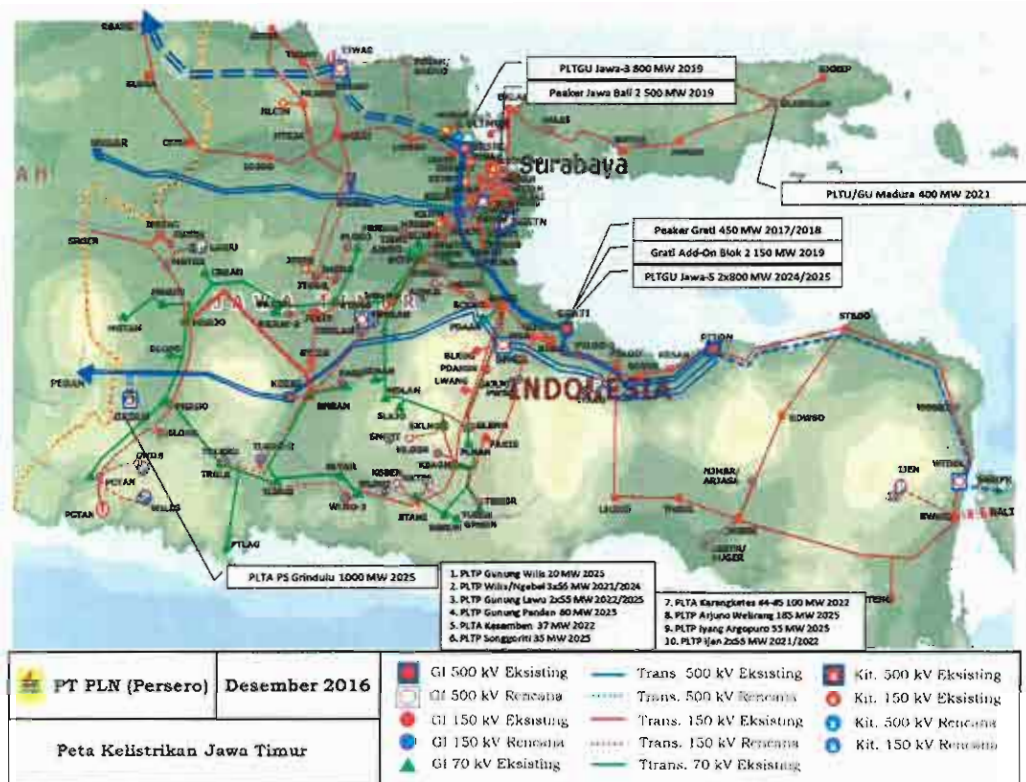
Tabel B5.9. Ringkasan

Tahun	Penjualan Energi (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	2,850	3,033	504		120	
2018	3,086	3,280	542			
2019	3,361	3,569	588	50	300	76
2020	3,706	3,931	645	0.6		
2021	4,105	4,348	710		60	
2022	4,533	4,798	780			
2023	4,995	5,283	855			
2024	5,491	5,805	936		180	
2025	6,026	6,370	1,022			
2026	6,599	6,975	1,115		60	10
Growth/Total	9.78%	9.70%	9.23%	51	720	86

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 tahun 2016 sebesar 5.263 MW yang tercapai pada bulan Oktober tahun 2016. Sementara pembangkit yang terkoneksi ke jaringan 500 kV dan 150 kV dengan kapasitas 9.475 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). Peta sistem kelistrikan Jawa Timur ditunjukkan pada Gambar B6.1.



Gambar B6.1. Peta Kelistrikan di Provinsi Jawa Timur

Pasokan dari grid 500 kV adalah melalui 6 GITET, yaitu Krian, Gresik, Grati, Kediri, Paiton dan Ngimbang, dengan kapasitas 8.000 MVA. Kelistrikan Provinsi Jawa Timur terdiri atas 5 sub-sistem yaitu :

- GITET Krian memasok Kota Surabaya dan Kab. Sidoarjo

- GITET Gresik dan PLTGU/PLTU Gresik memasok Kab. Gresik, Kab. Tuban, Kab. Magetan, Kab. Lamongan, Kab. Pemekasan, Kab. Sumenep, Kab. Sampang dan Kab. Bangkalan.
- GITET Grati dan PLTG Grati memasok Kab. Pasuruan, Kab. Probolinggo, Kota Malang dan Kab. Batu.
- GITET Kediri dan PLTA tersebar memasok kota Kediri, kota Madiun, kota Mojokerto, Kab. Ponorogo, Kab. Mojokerto dan Kab. Pacitan.
- GITET Paiton memasok Kab. Banyuwangi, Kab. Jember, Kab. Jombang, Kab. Situbondo dan Kab. Bondowoso.
- GITET Ngimbang memasok Kab. Tuban, Kab. Bojonegoro, Kab. Pciran dan Kab. Lamongan.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B6.1.

Tabel B6.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (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	IPP	1230	1220
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	IPP	1220	1220
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	IPP	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
27	Tanjung Awar-awar 2	PLTU	Batubara	PLN	350	323
TOTAL					9475	8884

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B6.2.

Tabel B6.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	Krembangan	1 150/20	50	80.21
		2 150/20	50	
		3 150/20	60	
2	Ujung	1 150/20	30	29.65
		2 150/20	30	
3	Tandes	1 150/20	50	102.55
		2 150/20	50	
		3 150/20	60	
		4 150/20	10	
		5 150/20	60	
4	Sambikerep	1 150/20	60	5.21
		2 150/20	60	
5	Kenjeran	1 150/20	50	97.86
		2 150/20	50	
		3 150/20	60	
6	Sawahan	1 150/20	50	52.79
		2 150/20	60	
7	Kupang	1 150/20	60	50.61
		2 150/20	60	
8	Undaan	1 150/20	60	35.82
9	Alta Prima	1 150/20	30	46.66
		2 150/20	60	
10	Perak	1 150/20	60	15.97
11	Ngagel	1 150/20	20	33.54
		2 150/20	60	
12	Karang Pilang	1 150/20	50	67.74
		2 150/20	50	
13	Waru	1 150/20	60	180.71
		2 150/20	60	
		3 150/20	50	
		4 150/20	60	
		5 150/20	60	
14	Darmo Grand	1 150/20	50	74.11
		2 150/20	60	
		3 150/20	60	
15	Wonokromo	1 150/20	60	61.74
		2 150/20	60	
16	Sukolilo	1 150/20	50	96.73
		2 150/20	60	
		3 150/20	60	
17	Rungkut	1 150/20	50	171.78
		2 150/20	50	
		3 150/20	60	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		4	150/20	50
		5	150/20	50
18	Driyorejo	1	150/20	124.17
		2	150/20	
		3	150/20	
19	Babadan	1	150/20	82.86
		2	150/20	
20	Krian	1	150/20	74.25
		2	150/20	
21	Wonorejo	1	150/20	34.58
22	Kebon Agung	1	150/20	72.29
		2	150/20	
		3	150/20	
23	Blimbing	1	70 /20	49.2
		2	70 /20	
		3	70 /20	
24	Polehan	1	70 /20	31.44
		2	70 /20	
		3	70 /20	
25	Pakis	1	150/20	51.44
		2	150/20	
26	Sengkaling	1	150/20	57.54
		2	150/20	
27	Lawang	1	150/20	40.02
		2	150/20	
28	Karang Kates	1	70 /20	18.28
29	Turen	1	70 /20	48
		2	70 /20	
		3	70 /20	
30	PLTA Sengguruh	1	70 /20	21.11
31	PLTA Selorejo	1	70 /20	3.95
32	Gondang Wetan	1	150/20	73.99
		2	150/20	
		3	150/20	
33	Bangil	1	150/20	73.99
		2	150/20	
34	Bulu Kandang	1	150/20	36.48
		2	150/20	
35	Bumicokro	1	150/20	87.26
		2	150/20	
		3	150/20	
36	PIER	1	150/20	34.82
37	Pandaan	1	70 /20	59.41
		2	70 /20	

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		3	70 /20	
38	Grati	1	150/20	16.04
39	Probolinggo	1	150/20	75.9
		2	150/20	
		3	150/20	
40	Kraksaan	1	150/20	30.1
		2	150/20	
41	Paiton	1	150/20	22.27
42	Sukorejo	1	70 /20	14.7
43	Purwosari	1	150/20	36.06
		2	150/20	
44	Manisrejo	1	150/20	47.96
		2	150/20	
45	Mranggen	1	70 /20	17.64
		2	70 /20	
46	Magetan	1	70 /20	36.54
		2	70 /20	
47	Ngawi	1	150/20	63.6
		2	150/20	
48	Caruban	1	70 /20	26.32
		2	70 /20	
49	Ponorogo	1	150/20	65.29
		2	150/20	
50	New Pacitan	1	150/20	24.87
51	PLTU Pacitan	1	150/20	14.16
52	Dolopo	1	70 /20	17.28
53	Banaran	1	150/20	69.36
		2	150/20	
54	GITET Kediri	1	150/20	41.04
55	Pare	1	70 /20	34.32
56	PLTA Tulungagung	1	70 /20	22.18
57	Trenggalek	1	70 /20	29.68
		2	70 /20	
58	Tulungagung	1	70 /20	67.18
		2	70 /20	
		3	70 /20	
59	Blitar Baru	1	70 /20	57.7
		2	70 /20	
60	Wlingi	1	70 /20	9.33
61	Jember	1	150/20	131.79
		2	150/20	
		3	150/20	
		4	150/20	
62	Tanggul	1	150/20	49.34

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		2	150/20	60
63	Lumajang	1	150/20	74.59
		2	150/20	
64	Mojokerto	1	150/20	140.25
		2	150/20	
		3	150/20	
		4	150/20	
65	Mojoagung	1	150/20	48.99
		2	150/20	
66	Ploso	1	70 /20	28.25
		2	70 /20	
		3	70 /20	
67	Ngoro	1	150/20	123.74
		2	150/20	
		3	150/20	
		4	150/20	
68	Tarik	1	70 /20	34.4
		2	70 /20	
		3	70 /20	
69	Siman	1	70 /20	15.7
70	Jaya kertas	1	150/20	26.44
71	Kertosono	1	150/20	36.27
72	Nganjuk	1	70 /20	53.06
		2	70 /20	
		3	70 /20	
73	Ngimbang	1	150/20	8.57
74	Bangkalan	1	150/20	55.15
		2	150/20	
75	Sampang	1	150/20	49.47
		2	150/20	
76	Pamekasan	1	150/20	55.77
		2	150/20	
77	Sumenep	1	150/20	58.86
		2	150/20	
78	Gilitimur	1	150/20	8.84
		2	150/20	
79	Situbondo	1	150/20	52.18
		2	150/20	
		3	150/20	
80	Bondowoso	1	150/20	34.3
		2	150/20	
81	Banyuwangi	1	150/20	78.49
		2	150/20	
		3	150/20	

No	Lokasi GI		No Trafo & Ratio	MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		4	150/20	60	
82	Genteng	1	150/20	50	94.05
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
83	Bojonegoro	1	150/20	20	75.19
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
84	Babat	1	150/20	30	47
		2	150/20	30	
85	Paciran	1	150/20	60	37.95
86	Lamongan	1	150/20	60	52
		2	150/20	30	
87	Tuban	1	150/20	30	49.89
		2	150/20	60	
88	Mliwang	1	150/20	60	28.61
89	Segoromadu	1	150/20	60	94.23
		2	150/20	60	
90	Manyar	1	150/20	60	87.47
		2	150/20	60	
91	Cerme	1	150/20	30	27.92
92	Petro Kimia	1	150/20	30	68.18
		2	150/20	50	
		3	150/20	60	
93	Buduran	1	150/20	60	165.47
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
		4	150/20	20	
		5	150/20	30	
94	Porong	1	70 / 20	20	23.53
		2	70 / 20	20	
95	Sidoarjo	1	150/20	60	35.68
96	Balong Bendo	1	150/20	60	116.45
		2	150/20	60	
		3	150/20	60	
97	Kasih Jatim	1	150/20	50	45.51
		2	150/20	60	
Jumlah				9440	5331.86

B6.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B6.3.

Tabel B6.3 Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	13,093	39%
2	Komersil	4,217	12%
3	Publik	1,984	6%
4	Industri	14,528	43%
	Jumlah	33,823	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi dan industri, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik Jawa Timur pada tahun 2017-2026 dapat dilihat pada Tabel B6.4.

Tabel B6.4 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6.02	36,080	38,547	5,867	11,017,365
2018	6.25	38,921	41,415	6,287	11,384,907
2019	6.93	42,124	44,770	6,778	11,732,425
2020	7.38	45,408	48,209	7,280	12,090,034
2021	7.36	49,004	51,972	7,827	12,228,393
2022	7.34	52,854	55,996	8,411	12,322,592
2023	7.31	57,101	60,457	9,057	12,415,859
2024	7.29	61,713	65,298	9,757	12,508,124
2025	7.27	66,546	70,404	10,492	12,599,463
2026	7.21	71,552	75,700	11,252	12,689,947
Growth	7.04	7.90%	7.79%	7.50%	1.59%

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, Karangates 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 Bondowoso².

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.

Terdapat potensi energi angin sebesar 100 MW di Provinsi Jawa Timur.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan Pembangkit Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B6.5.

Tabel B6.5. Pengembangan Pembangkit

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Grati	PLTGU	PLN	150	2017	Konstruksi
2	Bawean	PLTMG	PLN	2	2017	Rencana
3	Kangean	PLTMG	PLN	2	2017	Rencana
4	Sapudi	PLTMG	PLN	1	2017	Rencana
5	Grati	PLTGU	PLN	300	2018	Konstruksi
6	Kali Tengah (Sungai Tengah)	PLTM	IPP	1.412	2019	Rencana
7	Grati Add-on Blok 2	PLTGU	PLN	150	2019	Pengadaan
8	Jawa-Bali 2	PLTGU/MG	IPP	500	2019	Pengadaan
9	Jawa-3	PLTGU	IPP	800	2019	Rencana
10	Taman Asri	PLTM	IPP	0.75	2019	Rencana
11	Tersebar	PLTBm	IPP	50	2019	Rencana
12	Tersebar	PLTSa	IPP	10	2019	Pengadaan
13	Pacet	PLTM	IPP	1.5	2020	Pendanaan

² Sumber: Draft RUKN 2015-2034

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembangan	Kapasitas (MW)	COD	Status
14	Kangean	PLTMG	Unallocated	1	2020	Rencana
15	Lodagung	PLTM	IPP	1.3	2020	Pendanaan
16	Kanzy-1	PLTM	IPP	2.3	2020	Pengadaan
17	Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP	IPP	55	2021	Rencana
18	Ijen (FTP2)	PLTP	IPP	55	2021	Rencana
19	Jompo 1 (Jompo Atas)	PLTM	IPP	2.118	2021	Rencana
20	Jompo 2 (Jompo Bawah)	PLTM	IPP	3.163	2021	Rencana
21	Ketajek	PLTM	IPP	3.256	2021	Rencana
22	Zeelandia	PLTM	IPP	2.18	2021	Rencana
23	Bawean	PLTMG	Unallocated	3	2021	Rencana
24	Madura	PLTU/GU	Unallocated	400	2021	Rencana
25	Kesamben	PLTA	Unallocated	37	2022	Rencana
26	Karangates #4-5	PLTA	Unallocated	100	2022	Rencana
27	Ijen (FTP2)	PLTP	IPP	55	2022	Rencana
28	Balelo	PLTM	IPP	4.3	2022	Rencana
29	Sapudi	PLTMG	Unallocated	1	2023	Rencana
30	Wilis/Ngebel (FTP2)	PLTP	IPP	110	2024	Rencana
31	Jawa-5	PLTGU	Unallocated	800	2024	Rencana
32	Iyang Argopuro (FTP2)	PLTP	IPP	55	2025	Rencana
33	Arjuno Welirang	PLTP	Unallocated	185	2025	Rencana
34	Lodoyo	PLTM	IPP	9.5	2025	Rencana
35	Jawa-5	PLTGU	Unallocated	800	2025	Rencana
36	Grindulu	PS	Unallocated	1000	2025	Rencana
37	Songgoriti	PLTP	Unallocated	35	2025	Rencana
38	Gunung Wilis	PLTP	Unallocated	20	2025	Rencana
39	Gunung Pandan	PLTP	Unallocated	60	2025	Rencana
	Jumlah			5769		

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. Rencana pasokan sistem *isolated* Madura kepulauan melalui PLTD tersebar di lokasi pulau Mandangin, Sapudi, Sapeken, Kangean, Gili Genting, Gili Ketapang, dan Giliyang dengan Total daya 16,7 MW, Selain itu juga direncanakan akan dilaksanakan gasifikasi dan pengembangan energi baru terbarukan tenaga surya 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 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 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 Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan backbone, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B6.6.

Tabel B6.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Kediri	500/150 kV	Spare	167	2017	Konstruksi
2	Grati	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
3	Gresik	500/150 kV	Spare	500	2018	Rencana
4	Kediri	500/150 kV	Ext	500	2018	Rencana
5	Kediri	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
6	Krian	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
7	Ngimbang	500/150 kV	Spare	167	2018	Konstruksi
8	Bangil	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
9	Krian	500/150 kV	Ext	1 Dia	2019	Rencana
10	Ngimbang	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Rencana
11	Paiton (GIS)	500 kV	Ext	2 Dia	2019	Konstruksi
12	Waru (GIS)	500/150 kV	New	1000	2019	Rencana
13	Paiton	500/150 kV	Ext	500	2020	Rencana
14	Gresik	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
15	Grindulu PLTA PS	500 kV	New	4 Dia	2025	Rencana
16	Surabaya Selatan	500/150 kV	Ext	500	2025	Rencana
17	Tanjung Awar-Awar	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
18	Watudodol	500/150 kV	New	1000	2025	Rencana
	TOTAL			6835		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B6.7.

Tabel B6.7 Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Alta Prima	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
2	Babat / Baureno	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
3	Babat / Baureno	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
4	Bambe	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
5	Buduran	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
6	Driyorejo (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
7	Gili Timur	150/20 kV	Upr	30	2017	Konstruksi
8	Guluk Guluk / Ganding	150/20 kV	New	4 LB	2017	Rencana
9	Jatigedong / Cheil Jedang	150 kV	New	3 LB	2017	Konstruksi
10	Jember	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
11	Kalisari	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
12	Karangpilang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
13	Kedinding (GIS)	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
14	Kediri Baru	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
15	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
16	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
17	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
18	Mliwang	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
19	Sedati	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
20	New Jombang	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
21	Ngoro	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
22	PLTA Sengguruh	70/20 kV	Ext	30	2017	Pengadaan
23	PLTU Pacitan / Sudimoro	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
24	Probolinggo	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
25	Rungkut	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
26	Rungkut	150/20 kV	Upr	60	2017	Konstruksi
27	Sekarputih	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
28	Sekarputih	150/70 kV	Upr	100	2017	Konstruksi
29	Sengkaling	150/20 kV	Upr	60	2017	Rencana
30	Sengkaling	150/70 kV	Upr	100	2017	Konstruksi
31	Simogunung / Gunung Sari (GIS)	150/20 kV	New	120	2017	Konstruksi
32	Sukolilo	150 kV	Ext	2 LB	2017	Konstruksi
33	Sukolilo	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
34	Surabaya Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
35	Tanggul	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
36	Tarik	70/20 kV	Upr	30	2017	Pengadaan
37	Tuban	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
38	Undaan (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
39	Balongsendo	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
40	Banaran	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
41	Bangil	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
42	Blimbing Baru (GIS)	150/20 kV	New	180	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
43	Brondong / Paciran	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
44	Caruban Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
45	Cerme	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
46	Cerme	150 kV	Ext	4 LB	2018	Rencana
47	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
48	Gembong (GIS)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
49	Grati	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
50	Jaya Kertas	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
51	Jember II / Arjasa	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
52	Karang Pilang	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
53	Kediri	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
54	Kediri	150 kV	Ext	-	2018	Rencana
55	Kediri Baru	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
56	Kertosono	150/70 kV	Ext	100	2018	Rencana
57	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
58	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
59	Krian	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
60	Krian	150/20 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
61	Manyar	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
62	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
63	New Tulungagung	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
64	New Wlingi	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
65	Nganjuk II	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
66	Ngimbang	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
67	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
68	Pamekasan	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
69	Pandaan Baru	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
70	Pier	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
71	Sampang	150/20 kV	Upr	60	2018	Rencana
72	Sekarputih	150 kV	Ext	2 LB	2018	Pengadaan
73	Sekarputih	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
74	Sengkaling	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
75	Simogunung / Gunung Sari (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Konstruksi
76	Tulungagung II	150/20 kV	New	60	2018	Konstruksi
77	Rabat / Baureno	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
78	Banaran	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
79	Bangil New	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
80	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
81	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
82	Bungah	150/20 kV	New	200	2019	Rencana
83	Caruban Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
84	Cerme	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
85	Dolopo	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
86	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
87	Gempol / New Porong	150/20 kV	New	60	2019	Konstruksi
88	Gempol / New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
89	Jember Selatan / Puger	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
90	Kedinding (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
91	Kenjeran	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
92	Kenjeran	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
93	Kraksaan	150/20 kV	Upr	60	2019	Rencana
94	Kraksaan	150 kV	Upr	4 LB	2019	Konstruksi
95	Kupang (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
96	Lamongan	150 kV	Upr	4 LB	2019	Konstruksi
97	Magetan Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
98	Manisrejo	150 kV	New	2 LB	2019	Rencana
99	Manyar	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
100	Manyar	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
101	Mojoagung	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
102	New Porong	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
103	New Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
104	Ngoro	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
105	Paiton	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
106	Paiton	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
107	Perning	150/20 kV	New	100	2019	Rencana
108	Probolinggo	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
109	Segoromadu	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
110	Segoromadu	150 kV	Upr	2 LB	2019	Konstruksi
111	Sekarputih	150/20 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
112	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
113	Simpang	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
114	Surabaya Selatan (Wonorejo)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
115	Sutami	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
116	Trenggalek Baru	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
117	Tulungagung II	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
118	Ujung	150 kV	Upr	2 LB	2019	Rencana
119	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
120	Undaan (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
121	Waru New (GIS)	150/20 kV	New	6 LB	2019	Rencana
122	Wlingi	150 kV	Ext	2 LB	2019	Pengadaan
123	Wlingi	150/20 kV	Ext	2 LB	2019	Rencana
124	Wonokromo (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
125	Wonokromo (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2019	Konstruksi
126	Banaran	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
127	Batu Marmar	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
128	Cheil Jedang	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
129	Galis	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
130	Gondang Wetan	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
131	Guluk Guluk / Ganding	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
132	Java Fortis	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
133	Kalisari	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
134	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
135	Lawang	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
136	Manyar	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
137	Multi Baja Industri	150 kV	New	5 LB	2020	Rencana
138	New Tarik	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
139	Ngagel	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
140	Nganjuk	70/20 kV	Upr	30	2020	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
141	Pare Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
142	Probolinggo II / Tongas	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
143	Sungkono (GIS)	150/20 kV	New	100	2020	Rencana
144	Surabaya Selatan	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
145	Surabaya Steel	150 kV	New	5 LB	2020	Pengadaan
146	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	150 kV	New	3 LB	2020	Rencana
147	Turen Baru	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
148	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
149	Wongsorejo	150/20 kV	New	120	2020	Rencana
150	Banyuwangi	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
151	Gili Timur	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
152	Guluk Guluk / Ganding	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
153	Karangates	70/20 kV	Ext	30	2021	Rencana
154	Kebonagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
155	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
156	Mantingan	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
157	Mojoagung	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
158	Sedati	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
159	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
160	Nganjuk II	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
161	Pacitan Baru	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
162	Pembangkit Madura	150 kV	New	2 Dia	2021	Rencana
163	PLTP Ijen	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
164	PLTP Wilis / Ngebel	150/20 kV	New	60	2021	Rencana
165	Ponorogo Baru	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
166	Ponorogo II / Balong	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
167	Situbondo	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
168	Bojonegoro	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
169	Gunung Anyar	150/20 kV	New	100	2022	Rencana
170	Kalisari	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
171	Kasih Jatim	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
172	Magetan	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
173	Manisrejo	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
174	Manyar	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
175	New Porong	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
176	Ngoro	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
177	Paciran	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
178	Pandaan Baru	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
179	PLTA Karangates	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
180	PLTP Gunung Lawu	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
181	Sekarputih II / Gondang	150/20 kV	New	100	2022	Rencana
182	Sukodono	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
183	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
184	Sutami	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
185	Tuban	150/20 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
186	Widang	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
187	Wonorejo	150 kV	Ext	2 LB	2022	Rencana
188	Kedinding (GIS)	150/20 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
189	Ngoro II	150/20 kV	New	120	2023	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
190	Pakis / Malang Timur	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
191	Gempol / New Porong	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
192	Lumajang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
193	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
194	Cepu	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
195	Driyorejo II / Wringinanom	150/20 kV	Ext	100	2025	Rencana
196	Kertosono	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
197	Muncar	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
198	New Jombang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
199	Ngawi	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
200	Ngoro	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
201	PLTP Gunung Pandan	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
202	PLTP Iyang Argopuro	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
203	PLTP Songgoriti	150/20 kV	New	60	2025	Rencana
204	Probolinggo	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
205	Sengkaling	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
206	Tanjung Awar-Awar	500 kV	Ext	2 Dia	2025	Rencana
207	Watudodol New	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
208	Wlingi II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
209	Babadan	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
210	Bambe	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
211	Bangil	150 kV	Upr	2 LB	2026	Rencana
212	Bangkalan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
213	Batu Marmar	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
214	Bulukandang	150 kV	Upr	1 LB	2026	Rencana
215	Galis	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
216	Genteng	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
217	Kertosono	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
218	Lamongan	150/20 kV	Upr	60	2026	Rencana
219	Lawang	150 kV	Upr	1 LB	2026	Rencana
220	Sidoarjo	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
221	Simpang	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
222	Sukorejo II / Purwosari	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
223	Sukorejo III	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
224	Tulungagung II	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
225	Tunjungan	150/20 kV	New	60	2026	Rencana
226	Undaan	150 kV	Ext	2 LB	2026	Rencana
	TOTAL			9540		

Pengembangan Transmisi

Rencana pengembangan SUTET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan *backbone*, dan SUTET terkait pengembangan GITET untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sisitem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B6.8.

Tabel B6.8 Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Bangil	Inc. (Paiton - Kediri)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xGannet	4	2019	Rencana
2	Ngimbang	Inc. (Ungaran - Krian)	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xDove	2	2019	Rencana
3	Paiton (GIS)	Watudodol	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	262	2019	Konstruksi
4	Waru (GIS)	Krian	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	44.8	2019	Rencana
5	Watudodol	Segararupek	500 kV	New, 2 cct, ACS 380	8.24	2019	Konstruksi
6	Surabaya Selatan	Tx. Gunung Anyar	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xDove	60	2020	Rencana
7	Tx. Gunung Anyar	Tx. Kalang Anyar	500 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	20	2020	Rencana
8	Tx. Kalang Anyar	Grati	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xDove	100	2020	Rencana
9	Grindulu PLTA PS	Inc. (Pedan - Kediri)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xGannet	40	2025	Rencana
10	Rembang	Tanjung Awar-Awar	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	340	2025	Rencana
11	Tanjung Awar-Awar	Gresik	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	200	2025	Rencana
12	Watudodol	Inc. (Paiton - Tx. Watudodol)	500 kV	New, 4 cct, ACSR 4xZebra	20	2025	Rencana
	TOTAL				1101		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B6.9.

Tabel B6.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Bambe	Karangpilang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2017	Konstruksi
2	Guluk Guluk / Ganding	Inc. (Pamekasan - Sumenep)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	8	2017	Rencana
3	Jatigedong / Cheil Jedang	New Jombang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	29.8	2017	Konstruksi
4	Kalisari	Surabaya Selatan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	24	2017	Konstruksi
5	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung (Sementara Tx. Bangkalan)	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1200	1.2	2017	Konstruksi
6	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1200	1.2	2017	Konstruksi
7	Sedati	Inc. (Buduran - Sidoarjo)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 1x330	4	2017	Rencana
8	Simogunung / Gunung Sari (GIS)	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2x330	20	2017	Konstruksi
9	Waru	Rungkut	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Konstruksi
10	Blimbing Baru (GIS)	Kebon Agung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	2	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
11	Cerme	Inc. (Lamongan - Segoromadu)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x240)	4	2018	Rencana
12	Cheil Jedang	Ngimbang	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	22	2018	Rencana
13	Grati	Pier	150 kV	New, 2 cct, HTLSC 2xBrussels	64	2018	Konstruksi
14	Jember II / Arjasa	Inc. (Bondowoso - Jember)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
15	Kediri Baru	Jayakertas / Kertosono	150 kV	New, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	64	2018	Rencana
16	Krian	Karang Pilang	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	14	2018	Rencana
17	New Wlingi	New Tulungagung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	68	2018	Konstruksi
18	Nganjuk II	Caruban Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
19	Nganjuk II	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
20	Pandaan Baru	Bumi Cokro	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	11	2018	Rencana
21	Sekarputih	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	88.2	2018	Pengadaan
22	Sengkaling	Tx Lawang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	18	2018	Rencana
23	Sukolilo	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1600	2.4	2018	Pengadaan
24	Tulungagung II	Kediri	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	80	2018	Konstruksi
25	Babat / Baureno	Lamongan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	63.2	2019	Konstruksi
26	Banaran	Mojoagung	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 1x330)	49	2019	Rencana
27	Bangil New	Inc. (Blimbing Baru - Gempol / New Porong)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x520	20	2019	Rencana
28	Bangil New	Inc. (Bangil - Lawang Bulu Kandang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 1x330	20	2019	Rencana
29	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 1xHawk	24	2019	Rencana
30	Bangkalan	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	24	2019	Rencana
31	Bungah	Paciran	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	50	2019	Rencana
32	Caruban Baru	Manisrejo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
33	CH Ujung	Ujung	150 kV	New, 1 cct, CU 2x800	3.155	2019	Rencana
34	Driyorejo II / Wringinanom	Inc. (Balongbendo - Krian)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
35	Gempol / New Porong	Inc. (Buduran - Bangil)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 1x330	8	2019	Konstruksi
36	Jember Selatan / Puger	Inc. (Jember - Tanggul)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 1x330	10	2019	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
37	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1200	22	2019	Rencana
38	Kraksaan	Probolinggo	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)	58.8	2019	Konstruksi
39	Lamongan	Segoromadu	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xZebra)	56.4	2019	Konstruksi
40	Magetan Baru	Dolopo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	50	2019	Rencana
41	Manyar	Cerme	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xACSR 340)	15.28	2019	Rencana
42	Mojoagung	Sekarputih	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330)	22	2019	Rencana
43	New Wlingi	Wlingi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	28	2019	Pengadaan
44	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2019	Rencana
45	Paiton	Kraksaan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x330)	39.6	2019	Konstruksi
46	Perak	Krembangan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	10	2019	Rencana
47	Perak	Ujung	150 kV	Rec, 2 cct, ACSR 2x330	6.31	2019	Rencana
48	Perning	Kasih Jatim	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	30	2019	Rencana
49	Sukolilo	Kenjeran	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 2x330)	8.74	2019	Rencana
50	Tandes	Perak	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting ACSR 2x330)	17.7	2019	Rencana
51	Trenggalek Baru	Tulungagung II	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	59.6	2019	Rencana
52	Tx. Bangil	Blimbing Baru	150 kV	New, 2 cct, TACSR 1x520	90	2019	Rencana
53	Tx. Bangil	Gempol / New Porong	150 kV	New, 4 cct, TACSR 1x330	20	2019	Rencana
54	Ujung	Kenjeran	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330)	17	2019	Rencana
55	Undaan	Kenjeran	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1600	10	2019	Rencana
56	Undaan (GIS)	Simpang	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	10	2019	Rencana
57	Waru New (GIS)	Waru (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1000	3	2019	Rencana
58	Wlingi	Sutami	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	48	2019	Rencana
59	Wonokromo (GIS)	Kupang (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x800	16	2019	Rencana
60	Bangkalan	Sampang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	110.64	2020	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
61	Batu Marmar	Guluk Guluk / Ganding	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2020	Rencana
62	Galis	Inc. (Bangkalan - Sampang)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	32	2020	Rencana
63	Java Fortis	Cheil Jedang	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
64	Kedinding (GIS)	Kalisari	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1600	2.4	2020	Pengadaan
65	Multi Baja Industri	Inc. (Ngimbang - Mliwang)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	64	2020	Rencana
66	New Tarik	Inc. (Balongbendo - Sekarputih dan Driyorejo II - Sekarputih)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2x340	8	2020	Rencana
67	Pamekasan	Inc. Sampang - Sumenep	150 kV	New, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	4	2020	Rencana
68	Pamekasan	Sumenep	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	47.17	2020	Rencana
69	Pare Baru	Banaran	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2020	Rencana
70	Probolinggo II / Tongas	Inc. (Probolinggo - Gondangwetan)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	12	2020	Rencana
71	Sampang	Pamekasan	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	47.17	2020	Rencana
72	Sungkono (GIS)	Inc. (Sawahan - Waru)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2x340	20	2020	Rencana
73	Surabaya Steel	Inc. (Krian - Cerme & KasihJatim - Cerme)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xGannet	8	2020	Rencana
74	The Master Steel (Semangat Pangeran Jayakarta)	Manyar	70 kV	New, 1 cct, CU 1x1000	2	2020	Rencana
75	Turen Baru	Kebonagung	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	80	2020	Rencana
76	Wongsorejo	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR AW 2x340	20	2020	Rencana
77	Bungah	Manyar	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	50	2021	Rencana
78	Mantingan	Inc. (Sragen - Ngawi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xHawk	20	2021	Rencana
79	Pembangkit Madura	Guluk Guluk / Ganding	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	40	2021	Rencana
80	PLTP Ijen	Banyuwangi	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
81	PLTP Wilis / Ngebel	Pacitan Baru	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
82	Ponorogo II / Balong	Inc. (Ponorogo Baru - Pacitan)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2021	Rencana
83	Tuban	Paciran	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	90	2021	Rencana
84	Gunung Anyar	Wonorejo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
85	Ngoro	New Porong	150 kV	New, 2 cct, CU 2x800	40	2022	Rencana
86	PLTA Karangates	Sutami	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
87	PLTA Kesamben	Sutami	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	20	2022	Rencana
88	PLTP Gunung Lawu	Magetan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xHawk	32	2022	Rencana
89	Sekarputih II / Gondang	Inc. (Sekarputih - Kertosono)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
90	Sukodono	Balombangendo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2022	Rencana
91	Widang	Inc. (Tj. Awar Awar - Babat)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2022	Rencana
92	Kedinding (GIS)	Tx. Ujung	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1200	1.2	2023	Rencana
93	Kedinding (GIS)	Tx. Kenjeran	150 kV	New, 1 cct, CU 1x1200	1.2	2023	Rencana
94	Kedinding (GIS)	Tx. Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, CU 1x800	2.4	2023	Rencana
95	Ngoro II	Inc. (Ngoro - New Porong)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	12	2023	Rencana
96	Muncar	Genteng	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	32	2025	Rencana
97	Ngawi	Cepu	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	64	2025	Rencana
98	PLTP Arjuno Welirang	Ngoro	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xHawk	74	2025	Rencana
99	PLTP Gunung Pandan	Kertosono	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2025	Rencana
100	PLTP Iyang Argopuro	Probolinggo	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	60	2025	Rencana
101	PLTP Songgoriti	Sengkaling	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	10	2025	Rencana
102	Watudodol New	Inc. (Situbondo - Banyuwangi)	150 kV	New, 4 cct, ACSR 2xZebra	20	2025	Rencana
103	Bangil	Lawang Bulukandang	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1x330)	70	2026	Rencana
104	Batu Marmar	Bangkalan	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	200	2026	Rencana
105	Sukorejo III	Sukorejo II / Purwosari	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	5	2026	Rencana
106	Tunjungan	Undaan (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	20	2026	Rencana
107	Tunjungan	Simpang	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	20	2026	Rencana
TOTAL					3267		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik. diproyeksikan akan terjadi penambahan pelanggan baru sekitar 1.943 ribu pelanggan sampai dengan tahun 2026, atau rata-rata 194,3 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut. diperlukan pembangunan JTM 14.272 kms, JTR sekitar 11.349 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 6.064 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B6.10.

Tabel B6.10 Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	1,402	1,091	642	270,663
2018	1,322	1,144	617	367,542
2019	1,396	1,087	609	347,518
2020	1,479	1,152	592	357,609
2021	1,404	1,092	585	138,359
2022	1,325	1,104	567	94,199
2023	1,431	1,114	578	93,267
2024	1,547	1,186	601	92,265
2025	1,430	1,168	636	91,339
2026	1,537	1,256	638	90,484
2017-2026	14,272	11,394	6,064	1,943,245

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B6.11 dan tabel B6.12

Tabel B6.11. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA unit		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribuan)
2017	129.04	130	7	69	0	8,440
2018	88.52	102	5	54	0	8,123
2019	74.94	94	5	63	0	6,334
2020	115.19	96	14	101	0	7,600
2021	116.63	98	15	102	0	7,600
2022	117.44	98	15	103	0	7,600
2023	118.20	99	15	103	0	7,600
2024	118.71	99	15	104	0	7,600
2025	119.23	100	15	104	0	7,600
2026	119.23	100	15	104	0	7,600

Tabel B6.12. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Pedesaan

					Juta Rp
Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	65,826	30,190	9,435	0	105,451
2018	12,273	6,463	1,067	0	19,803
2019	38,232	22,013	8,184	0	68,429
2020	44,400	20,162	20,874	0	85,435
2021	44,956	20,414	21,136	0	86,506
2022	45,267	20,555	21,282	0	87,104
2023	45,560	20,688	21,420	0	87,668
2024	45,759	20,779	21,513	0	88,051
2025	45,959	20,869	21,607	0	88,435
2026	45,959	20,869	21,607	0	88,435

B6.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Jawa Timur sampai tahun 2026 diberikan pada Tabel B6.13

Tabel B6.13 Ringkasan

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (Juta US\$)
2017	36,080	38,547	5,867	155	2257	118.2	414
2018	38,921	41,415	6,287	300	3238	497.6	670
2019	42,124	44,770	6,778	1512	3420	1290.825	2458
2020	45,408	48,209	7,280	6	1690	697.38	531
2021	49,004	51,972	7,827	524	870	340	997
2022	52,854	55,996	8,411	196	860	172	703
2023	57,101	60,457	9,057	1	180	16.8	176
2024	61,713	65,298	9,757	910	180		1123
2025	66,546	70,404	10,492	2165	3140	920	3210
2026	71,552	75,700	11,252		540	315	613
Growth/Total	7.90%	7.79%	7.50%	5,769	16,375	4,368	10,897

LAMPIRAN B.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI BALI

B7.1. KONDISI SAAT INI

Beban puncak sistem kelistrikan provinsi Bali tertinggi tahun 2016 sebesar 860 MW 2016 yang tercapai pada bulan Oktober 2016. Daya dipasok dari pasokan dari kabel laut Jawa-Bali 400 MW dan pembangkit 150 kV sebesar 998 MW yang terdiri atas pembangkit BBM 368 MW, pembangkit LNG/BBM 251 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.

Rincian pembangkit terpasang seperti ditunjukkan pada Tabel B7.1.

Tabel B7.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Netto (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 BOO	PLTD	BBM	Indonesia Power	10	10
5	Pesanggaran BOT	PLTDG	LNG/BBM	Indonesia Power	51	50
6	Pesanggaran	PLTDG/MG	LNG/BBM	Indonesia Power	200	200
7	Celukan Bawang	PLTU	Batubara	IPP	380	380
	TOTAL				998	962

Sedangkan Gardu Induk eksisting yang memasok pelanggan-pelanggan ditunjukkan pada Tabel B7.2.

Tabel B7.2 Kapasitas Gardu Induk Eksisting

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
1	Gilimanuk	1	150 / 20	30	17.1
		2	150 / 20	10	
2	Antosari	1	150 / 20	20	21.56
		2	150 / 20	30	
3	Baturiti	1	150 / 20	16	12.9
		2	150 / 20	15	
4	Gianyar	1	150 / 20	60	83.2
		2	150 / 20	60	
5	Padang Sambian	1	150 / 20	60	70.76
		2	150 / 20	60	
6	Kapal	1	150 / 20	60	155.96
		2	150 / 20	60	
		3	150 / 20	60	
		4	150 / 20	60	
7	Nusa Dua	1	150 / 20	60	102.04
		2	150 / 20	60	
		3	150 / 20	60	
8	Pesanggaran	3	150 / 20	60	103.98
		4	150 / 20	60	
		5	150 / 20	60	
9	Kuta/Pemecutan	1	150 / 20	60	108.89
		2	150 / 20	60	
		3	150 / 20	60	
10	Bandara (GIS)	1	150 / 20	60	41.52

No	Lokasi GI	No Trafo & Ratio		MVA Terpasang	Beban Puncak (MW)
		2	150 / 20	60	
11	Sanur	1	150 / 20	30	106.45
		2	150 / 20	60	
		3	150 / 20	60	
		4	150 / 20	60	
12	Amlapura	1	150 / 20	20	30.7
		2	150 / 20	30	
13	Negara	1	150 / 20	30	27.51
		2	150 / 20	30	
14	Pemarön	1	150 / 20	60	52.43
		2	150 / 20	60	
15	Payangan	1	150 / 20	60	41.45
		2	150 / 20	30	
Jumlah				1791	976.45

B7.2. PROYEKSI KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Estimasi komposisi penjualan energi tahun 2016 per sektor pelanggan ditunjukkan pada Tabel B7.3.

Tabel B7.3. Komposisi Penjualan per Sektor Pelanggan

No	Kelompok Tarif	Energi Jual (GWh)	Porsi (%)
1	Rumah Tangga	2,147	42%
2	Komersil	2,492	48%
3	Publik	315	6%
4	Industri	188	4%
	Jumlah	5,142	100%

Dari data historis perusahaan dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017–2026 dapat dilihat pada Tabel B7.4.

Tabel B7.4. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5.46	5,567	5,891	977	1,322,246
2018	5.93	6,057	6,403	1,059	1,394,288
2019	6.55	6,639	7,011	1,157	1,471,641
2020	6.96	7,297	7,699	1,266	1,547,325
2021	6.91	8,014	8,448	1,386	1,612,279
2022	6.87	8,797	9,264	1,515	1,681,868
2023	6.82	9,651	10,158	1,657	1,756,438

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (Gwh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2024	6.78	10,582	11,131	1,810	1,836,427
2025	6.73	11,597	12,198	1,978	1,922,239
2026	6.65	12,698	13,356	2,160	2,013,911
Growth	6.57	9.59%	9.52%	9.21%	4.79%

B7.3. PENGEMBANGAN SARANA KELISTRIKAN

Provinsi Bali sebagai destinasi wisata dunia memiliki sumber Daya Energi Terbarukan yang melimpah dan didukung kondisi masyarakat yang terbuka dan mudah untuk menerima teknologi terbaru akan memulai tahapan implementasi *Smart Grid* secara bertahap. Hal ini juga didukung pemerintahan Provinsi Bali yang memiliki visi menjadikan Bali sebagai *Eco Green* Wisata yang sejalan dengan rencana implementasi *Smart Grid*.

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik Bali diperlukan pembangunan sarana pembangkit, transmisi dan distribusi yang didukung dengan *Smart Grid* yang disebut Bali *EcoSmart*.

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-Batu³. Selain itu juga terdapat potensi tenaga air sebesar 30 MW, potensi tenaga surya yang akan dilakukan studi PLTS di Pemaron dengan kapasitas sebesar 1 MWp dan di lokasi lain 100 MWp, serta 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.

Terdapat potensi energi angin sebesar 30 MW di Provinsi Bali.

Pengembangan Pembangkit

Pengembangan Pembangkit Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 diperlukan tambahan kapasitas pembangkit dengan perincian seperti ditampilkan pada Tabel B7.5.

³ Sumber: Draft RUKN 2015-2034

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Muara	PLTM	IPP	1.4	2018	Konstruksi
2	Tersebar	PLTBm	IPP	0.9	2018	Rencana
3	Tersebar	PLTSa	IPP	15	2019	Rencana
4	Bedugul	PLTP	Unallocated	10	2020	Rencana
5	Ayung	PLTM	IPP	2.34	2021	Rencana
6	Tukad Daya	PLTM	IPP	8.2	2021	Rencana
7	Sunduwati	PLTM	IPP	2.2	2021	Rencana
8	Telagawaja Ayu	PLTM	IPP	1	2021	Rencana
9	Tukad Balian	PLTM	IPP	2.5	2021	Rencana
10	Telagawaja	PLTM	IPP	4	2022	Rencana
11	Sambangan	PLTM	IPP	1.852	2022	Rencana
12	Bedugul	PLTP	Unallocated	55	2025	Rencana
	Jumlah			104		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pengembangan GITET untuk evakuasi daya dari pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan ekstra tinggi, perkuatan backbone, dan untuk evakuasi ke sistem tegangan tinggi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B7.6.

Tabel B7.6. Rencana Pengembangan GITET

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Antosari (GIS)	500/150 kV	New	1000	2019	Konstruksi
	TOTAL			1000		

Rencana Pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan lingkup pekerjaan GI untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel Tabel B6.7.

Tabel B7.7. Rencana Pengembangan GI

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
1	Amlapura	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
2	Celukan Bawang II	150/20 kV	New	6 LB	2017	Rencana
3	Gilimanuk	150 kV	Upr	2 LB	2017	Konstruksi
4	Negara	150 kV	Upr	4 LB	2017	Konstruksi
5	New Sanur	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
6	Pesanggaran (GIS)	150/20 kV	New	13 LB	2017	Konstruksi
7	Sanur	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
8	Bandara (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
9	Gianyar	150 kV	Upr	2 LB	2018	Rencana
10	Gilimanuk	150 kV	Upr	2 LB	2018	Konstruksi
11	Negara	150 kV	Upr	4 LB	2018	Konstruksi
12	Nusa Dua	150 kV	Ext	2 LB	2018	Rencana
13	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
14	Padangsambian	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana

No	Gardu Induk	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (MVA/Bay/Dia)	COD	Status
15	Sanur	150 kV	Upr	4 LB	2018	Rencana
16	Antosari (Ekstension)	150/20 kV	Ext	60	2019	Konstruksi
17	Gianyar II / Lod Tunduh	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
18	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	150/20 kV	New	120	2019	Rencana
19	Negara	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
20	Payangan	150/20 kV	Upr	60	2019	Rencana
21	Pemecutan Kelod	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
22	Amlapura	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
23	Baturiti	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
24	Kubu	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
25	Pemaron	150 kV	Ext	2 LB	2020	Rencana
26	PLTP Bedugul	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
27	Pemecutan Kelod	150 kV	Ext	2 LB	2021	Rencana
28	Pemecutan Kelod II (GIS)	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
29	Pesanggaran II	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
30	Antosari	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
31	Baturiti	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
32	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
33	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2023	Rencana
34	New Sanur	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
35	Padangsambian II	150/20 kV	New	60	2023	Rencana
36	Pemaron	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
37	Bandara (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
38	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
39	Amlapura	150/20 kV	Upr	60	2025	Rencana
40	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
41	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
42	Padangsambian	150 kV	Ext	2 LB	2025	Rencana
43	Payangan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
44	Pesanggaran II	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
45	Tanah Lot II (GIS)	150/20 kV	New	120	2025	Rencana
46	New Sanur	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	TOTAL			2100		

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 4 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 2019. SUTET yang diperlukan sepanjang 205 kms seperti ditampilkan dalam Tabel B7.8.

Tabel B7.8. Rencana Pengembangan SUTET

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Gilimanuk	Antosari	500 kV	Ext, 2 cct, ACSR 4xZebra	184.8	2019	Konstruksi
2	Segararupek	Gilimanuk	500 kV	New, 2 cct, ACSR 4xZebra	20	2019	Konstruksi
TOTAL					204.8		

Rencana Pengembangan SUTT terkait pengembangan GI untuk peningkatan penjualan, evakuasi pembangkit yang terkoneksi ke sistem tegangan tinggi, dan SUTT untuk peningkatan keandalan dan fleksibilitas operasi yang dibutuhkan sistem sepanjang tahun 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel B7.9.

Tabel B7.9. Rencana Pengembangan SUTT

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
1	Celukan Bawang II	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Gilimanuk Pamaron)	150 kV	New, 2 cct, TACSR 2x410	1	2017	Rencana
2	Celukan Bawang II	Inc. (PLTU Celukan Bawang - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	2	2017	Rencana
3	Negara	Gilimanuk	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	76.08	2017	Rencana
4	New Sanur	Inc. (Gianyar - Sanur)	150 kV	New, 2 cct, ACSR 1xDove	2	2017	Konstruksi
5	Pamaron	Tx. PLTU Celukan Bawang & Tx. Gilimanuk	150 kV	Rec, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	2	2017	Rencana
6	Antosari	Negara	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	44	2018	Rencana
7	Antosari	Kapal	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	46.62	2018	Rencana
8	Baturiti	Payangan	150 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	28.01	2018	Rencana

No	Transmisi Dari	Transmisi Ke	Tegangan	Pekerjaan	Kapasitas (kms)	COD	Status
9	Kapal	Gianyar	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	38.42	2018	Rencana
10	Kapal	Baturiti	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting TACSR 1x160)	76.34	2018	Rencana
11	Nusa Dua II / Pecatu (GIS)	Inc. (Bandara - Nusa Dua)	150 kV	New, 4 cct, CU 1x1200	40	2018	Rencana
12	Payangan	Kapal	150 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	21.48	2018	Rencana
13	Pemaron	Baturiti	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	40.86	2018	Rencana
14	Pemecutan Kelod	Nusa Dua	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	33.64	2018	Rencana
15	Pesanggaran	Sanur	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	15.5	2018	Rencana
16	Sanur	Gianyar	150 kV	Rec, 2 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	36.76	2018	Rencana
17	Antosari (Ekstension)	Inc. (Celukan Bawang PLTU - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	64	2019	Konstruksi
18	Gianyar II / Lod Tunduh	Inc. (Gianyar - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 2x410	20	2019	Rencana
19	Kapal	Pemecutan Kelod	150 kV	Rec, 1 cct, HTLSC (Eksisting 1xHawk)	14.09	2019	Rencana
20	Kapal II / Tanah Lot / Batu Gelig (GIS)	Inc. (Antosari - Kapal)	150 kV	New, 4 cct, HTLSC (Eksisting 2xHawk)	40	2019	Rencana
21	Pesanggaran (GIS)	Tx. Nusa Dua	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1200	10	2019	Rencana
22	Kubu	Amlapura	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2020	Rencana
23	Kubu	Pemaron	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	40	2020	Rencana
24	PLTP Bedugul	Baturiti	150 kV	New, 2 cct, ACSR 2xZebra	4	2020	Rencana
25	Pemecutan Kelod II (GIS)	Pemecutan Kelod	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1200	20	2021	Rencana
26	Pesanggaran II	Inc. (Pesanggaran - Pemecutan Kelod Padang Sambian)	150 kV	New, 4 cct, TACSR 1x240	20	2021	Rencana
27	Padangsambian II	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 1x1000	20	2023	Rencana
28	Tanah Lot II (GIS)	Padangsambian	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1200	14	2025	Rencana
29	Tanah Lot II (GIS)	Kapal II / Tanah Lot (GIS)	150 kV	New, 2 cct, CU 2x1200	14	2025	Rencana
	TOTAL				825		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik akan dilakukan penambahan pelanggan barusebanyak 764 ribu sambungan sampai dengan tahun 2026 atau rata-rata 76,4 ribu pelanggan per tahun. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan JTM 3.252 kms, JTR sekitar 4.801 kms dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 2.054 MVA, seperti ditampilkan dalam Tabel B7.9.

Tabel B7.9. Pengembangan Sistem Distribusi

Tahun	JTM (kms)	JTR (kms)	Trafo (MVA)	Tambahan Pelanggan
2017	430	510	177	72,335
2018	427	494	183	72,043
2019	458	524	190	77,353
2020	311	497	193	75,683
2021	236	397	180	64,954
2022	250	421	194	69,589
2023	263	447	209	74,570
2024	278	475	225	79,989
2025	293	504	242	85,813
2026	306	532	261	91,672
2017-2026	3,252	4,801	2,054	764,001

Pengembangan Listrik Pedesaan sudah termasuk dalam bagian Pengembangan Sistem Distribusi, untuk detail Pengembangan Listrik Pedesaan pada sub bab berikut.

Pengembangan Listrik Pedesaan

Dalam rangka pencapaian rasio elektrifikasi dan meningkatkan rasio desa berlistrik program pengembangan listrik pedesaan dan kebutuhan investasi sampai tahun 2026 diperlihatkan seperti pada tabel B7.11 dan tabel B7.12

Tabel B7.11. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pembangkit unit	Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
2017	33.38	152	3	34	0	2,410
2018	18.42	83	3	34	0	1,090
2019	46.96	99	2	28	0	1,800
2020	46.96	99	2	28	0	1,800
2021	46.96	99	2	28	0	1,800
2022	46.96	99	2	28	0	1,800
2023	46.96	99	2	28	0	1,800
2024	46.96	99	2	28	0	1,800
2025	46.96	99	2	28	0	1,800
2026	46.96	99	2	28	0	1,800

Tabel B7.12. Kebutuhan Investasi Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Juta Rp
					Total Biaya
2017	15,909	32,201	4,498	0	52,609
2018	9,657	19,232	4,968	0	33,857
2019	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2020	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2021	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2022	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2023	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2024	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2025	22,383	20,949	3,705	0	47,037
2026	22,383	20,949	3,705	0	47,037

B7.4. RINGKASAN

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik dan pembangunan fasilitas kelistrikan di Provinsi Bali sampai tahun 2026 diberikan pada Tabel B7.11

Tabel B7.11. Ringkasan

Tahun	Energy Sales (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)	Investasi (Juta US\$)
2017	5,567	5,891	977		180	83.08	132
2018	6,057	6,403	1,059	2	180	421.63	543
2019	6,639	7,011	1,157	15	1480	352.89	289
2020	7,297	7,699	1,266	10	120	84	93
2021	8,014	8,448	1,386	16	240	40	139
2022	8,797	9,264	1,515	6	180		48
2023	9,651	10,158	1,657		180	20	131
2024	10,582	11,131	1,810		120		41
2025	11,597	12,198	1,978	55	360	28	311
2026	12,698	13,356	2,160		60		43
Growth/Total	9.59%	9.52%	9.21%	104	3,100	1,030	1,770

LAMPIRAN C

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI REGIONAL KALIMANTAN

- 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 C.1
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI KALIMANTAN BARAT

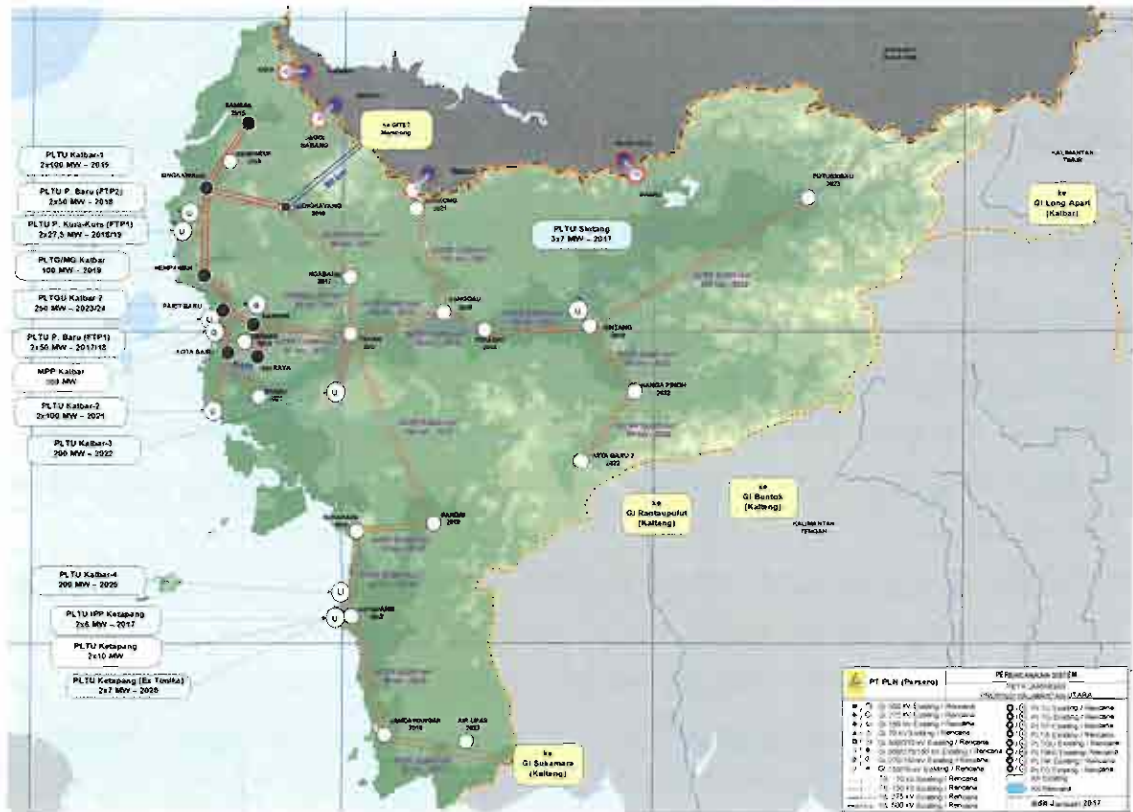
C1.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Sistem kelistrikan di Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi 150 kV dan beberapa sistem isolated. Sistem interkoneksi meliputi sekitar Pontianak hingga Sambas. Sistem isolated terdiri atas Sistem Tayan, Ngabang, Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Putussibau, Ketapang, dan sistem tersebar lainnya.

Pertumbuhan penjualan 5 tahun terakhir (2011-2015) di Kalimantan Barat rata-rata 9,1% pertahun. Penjualan untuk golongan pelanggan rumah tangga masih menempati porsi terbesar dari keseluruhan penjualan di provinsi ini yaitu sekitar 65%. Sedangkan porsi penjualan untuk golongan pelanggan komersil, industri dan publik masing-masing adalah 21%, 5% dan 9%. Rasio pelanggan rumah tangga berlistrik PLN di Kalimantan Barat pada akhir tahun 2015 adalah sebesar 82,38%. Sistem interkoneksi di Kalimantan Barat yang dikenal dengan Sistem Khatulistiwa, merupakan yang terbesar di provinsi ini dimana sekitar 66,77% produksi listrik di Kalimantan Barat berada di sistem ini.

Sampai dengan tahun 2016, sebagian besar pasokan listrik di Kalimantan Barat masih 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. Pada akhir tahun 2015, interkoneksi antara Kalbar dan Serawak dengan transmisi 275 kV beroperasi. Tujuan dari interkoneksi Kalbar-Sarawak adalah untuk menurunkan biaya pokok produksi dengan menggantikan pembangkit BBM, meningkatkan keandalan sistem Kalbar dan mengantisipasi keterlambatan pembangunan proyek PLTU.

Pengembangan transmisi di Kalimantan Barat akan diarahkan ke Selatan dan ke Timur Sistem Khatulistiwa dengan jaringan 150 kV. Sistem direncanakan akan terinterkoneksi dengan Sistem di Kalimantan Tengah. Pengembangan kelistrikan Kalimantan Barat dapat dilihat pada Gambar C1.1.



Gambar C1.1. Pengembangan Kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat

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 Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Interkoneksi	PLTD/G	BBM	PLN/Sewa	395,8	321,3	300,2
2	Ngabang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,4	7,4	7,0
3	Sanggau	PLTD/U	BBM/Batubara	PLN/Sewa	34,0	28,0	27,1
4	Sekadau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	8,5	8,0	7,9
5	Sintang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	22,0	22,0	24,4
6	Putussibau	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,5	7,1	7,6
7	Nangapinoh	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,5	7,5	8,0
8	Ketapang	PLTD	BBM	PLN/Sewa	32,6	32,4	32,3
9	Isolated	PLTD	BBM	PLN/Sewa	70,0	51,0	15,0
TOTAL					585	485	430

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 Kalimantan Barat selama 2011-2015 rata-rata 5,5% per tahun. Penduduk Kalimantan Barat tiap tahunnya tumbuh rata-rata 1,7% pertahun. Harga jual listrik cukup mempengaruhi kenaikan penjualan, terutama pada pelanggan sektor komersil dan industri. Pada sektor publik, PLN merencanakan juga untuk melayani kebutuhan tenaga listrik bagi 27 puskesmas di 22 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Kalimantan Barat. Proyeksi kebutuhan listrik 2017 – 2026 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
2017	5,1	2.364	2.828	501	1.053.091
2018	5,5	2.589	3.102	549	1.112.306
2019	6,1	2.955	3.548	627	1.170.321
2020	6,5	3.307	3.973	702	1.230.198
2021	6,5	3.659	4.388	775	1.266.695
2022	6,5	3.949	4.728	834	1.291.906
2023	6,5	4.259	5.094	898	1.316.933
2024	6,4	4.591	5.485	966	1.341.794
2025	6,4	4.944	5.907	1.040	1.366.480
2026	6,4	5.319	6.355	1.118	1.391.001
Pertumbuhan	6,2	9,5%	9,4%	9,4%	3,2%

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi 150 kV dan pengambil alihan beban sistem-sistem tersebar yaitu Sanggau, Sekadau, Sintang, Nanga Pinoh, Ngabang dan Ketapang secara bertahap, maka diprediksi beban puncak pada tahun 2026 akan meningkat lebih dari dua kali lipat dibanding tahun 2017.

C1.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Potensi Sumber Energi

Potensi sumber energi di Provinsi Kalimantan Barat berupa tenaga air, biomassa, batubara, dan uranium. Pemanfaatan potensi tenaga air menjadi

PLTA/PLTM pada umumnya perlu didahului dengan survei dan studi yang mendalam.

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 2026, 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. Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS	COD	STATUS
1	Parit Baru (FTP1)	PLTU	PLN	2x50	2017/18	Konstruksi
2	Sintang	PLTU	PLN	3x7	2017	Konstruksi
3	MPP Kalbar	PLTG	PLN	75	2017	Konstruksi

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS	COD	STATUS
4	Parit Baru (FTP2)	PLTU	PLN	2x50	2018	Konstruksi
5	Pantai Kura-Kura (FTP1)	PLTU	PLN	2x27.5	2018/19	Konstruksi
6	Melanggar	PLTM	PLN	2,5	2019	Rencana
7	Mahap	PLTM	PLN	1,3	2019	Rencana
8	Jitan	PLTM	PLN	3,4	2019	Rencana
9	Kalis	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
10	Kalbar/Pontianak	PLTG/MG	PLN	100	2019	Rencana
11	Ketapang (Ex Timika)	PLTU	PLN	2x7	2020	Rencana
12	Ketapang (IPP)	PLTU	IPP	2x6	2017	Konstruksi
13	Mempawah	PLTBm	IPP	10	2018	Rencana
14	Kalbar 1	PLTU	IPP	2x100	2019	Committed
15	Kalbar 2	PLTU	IPP	2x100	2021	Pengadaan
16	Kalbar 3	PLTU	Unallocated	200	2022	Rencana
17	Kalbar 2	PLTGU	Unallocated	250	2023/24	Rencana
18	Kalbar 4	PLTU	Unallocated	200	2025	Rencana
JUMLAH				1.547		

Pembelian Tenaga Listrik dari Sarawak

Sebagai bagian dari rencana penyediaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat, PLN melakukan pembelian tenaga listrik dari Sarawak melalui transmisi interkoneksi 275 kV dengan daya kontrak pembelian hingga 230 MW. PLN mengimpor tenaga listrik untuk memenuhi kebutuhan *baseload* sebesar 50 MW dan kebutuhan *peakload* hingga 230 MW dalam kurun waktu 5 tahun (2016-2021). Kontrak ini dapat diperpanjang berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak. Rencana import pada *baseload* sebesar 50 MW adalah untuk mengantisipasi ketidakpastian penyediaan pembangkit *baseload* di Sistem Kalimantan Barat. Sedangkan impor pada *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 dengan kapasitas 100 MW yang menggunakan bahan bakar LNG serta PLTU batubara yang meliputi PLTU Kalbar-1, PLTU Kalbar-2, PLTU Kalbar-3 dan PLTU Kalbar-4.

Pengembangan Transmisi dan Gardu Induk (GI)

Pengembangan GI

Di Provinsi Kalimantan Barat akan dikembangkan GI 150 kV baru dan pengembangan trafo GI eksisting. 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. Rencana Pengembangan GI 150 kV

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Kota Baru	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Konstruksi
2	Sambas	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Konstruksi
3	Singkawang	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Konstruksi
4	Seiraya	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Konstruksi
5	Ngabang	150/20 kV	<i>New</i>	30	2017	Konstruksi
6	Siantan	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Konstruksi
7	Tayan	150/20 kV	<i>New</i>	30	2017	Konstruksi
8	Tayan (arah Ngabang)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Rencana
9	Singkawang	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2017	Rencana
10	Ketapang	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
11	Cemara	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
12	Sei Raya (arah GIS Cemara)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
13	Cemara	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
14	Kota Baru	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
15	PLTU Singkawang/Kura2	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
16	Sintang	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
17	Sukadana	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
18	Tayan (arah Sanggau)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Konstruksi
19	Sanggau	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
20	Sekadau	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
21	Kota Baru	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2019	Rencana
22	Sambas	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2019	Rencana
23	Semparuk (Sisipan)	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
24	Kota Baru	150/20 kV	<i>Upr</i>	60	2019	Rencana
25	Parit Baru	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2019	Rencana
26	Mempawah	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana
27	Tayan (arah Sandai)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2020	Rencana
28	Sintang	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2020	Rencana
29	Sandai	150/20 kV	<i>New</i>	30	2020	Rencana
30	Kendawangan	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
31	Ngabang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana
32	Ketapang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2020	Rencana
33	Tayan	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2021	Rencana
34	Entikong	150/20 kV	<i>New</i>	30	2021	Rencana
35	Sintang	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2021	Rencana
36	Sei Raya	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2021	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
37	Sanggau	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
38	Rasau	150/20 kV	New	30	2021	Rencana
39	Kota Baru 2	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
40	Singkawang	150/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
41	Nanga Pinoh	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
42	Siantan	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
43	Putussibau	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
44	Cemara	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
45	Air Upas	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
46	Kendawangan	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
47	Nanga Pinoh	150 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
48	Putussibau	150/20 kV	Ext	30	2023	Rencana
49	Sekadau	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
50	Sambas	150/20 kV	Upr	60	2024	Rencana
51	Parit Baru	150/20 kV	Upr	60	2025	Rencana
52	Kota Baru	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
53	Sukadana	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
	Total			2010		

Pengembangan Transmisi

Pengembangan jaringan transmisi di Provinsi Kalimantan Barat hingga tahun 2026 dirinci pada Tabel C1.5 berikut:

Tabel C1.5. Rencana Pengembangan Transmisi

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Siantan	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	184	2017	Konstruksi
2	Bengkayang	Ngabang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2017	Konstruksi
3	Ngabang	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2017	Konstruksi
4	PLTU Singkawang/Pantai Kura-Kura	Incomer 2 phi (Singkawang-Mempawah)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	40	2018	Konstruksi
5	Singkawang	Bengkayang	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	120	2018	Rencana
6	Kotabaru	Cemara	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	20	2018	Rencana
7	Cemara	Sei Raya	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	20	2018	Rencana
8	Ketapang	Sukadana	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2018	Rencana
9	Kendawangan	Ketapang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2018	Rencana
10	Singkawang	PLTU Singkawang (Perpres)/Pantai Kura-Kura	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2019	Rencana
11	PLTU Singkawang/Pantai Kura-Kura	Incomer 2 phi (Singkawang-Mempawah)	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2018	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
12	Mempawah	Parit Baru	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	60	2019	Rencana
13	Tayan	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Pengadaan
14	Sanggau	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2019	Konstruksi
15	Sintang	Sekadau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Pengadaan
16	Sukadana	Sandai	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2019	Rencana
17	Sandai	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	300	2020	Rencana
18	PLTU Kalbar-2	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2021	Rencana
19	Entikong	Sanggau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	260	2021	Rencana
20	Sintang	Nanga Pinoh	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2022	Rencana
21	Sintang	Putussibau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	300	2022	Rencana
22	PLTU Kalbar-3	Tayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2022	Rencana
23	Sukamara (Kalteng)	Kendawangan (Kalbar)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2023	Rencana
24	Nanga Pinoh	Kota Baru 2	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2023	Rencana
25	Kotabaru	Rasau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2023	Rencana
Total					3474		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik tahun 2017-2026, tambahan pelanggan yang dapat dilayani adalah sekitar 41,5 ribu sambungan per tahun. Pengembangan distribusi meliputi pembangunan JTM, JTR dan penambahan trafo distribusi. Tabel C1.6. memperlihatkan rencana pengembangan sistem distribusi di Kalimantan Barat tahun 2017-2026.

Tabel C1.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	837	357	82	77403
2018	-	911	373	64	59215
2019	-	1.443	567	63	58014
2020	-	1.335	494	66	59877
2021	-	1.296	456	41	36497
2022	-	1.037	349	28	25211
2023	-	1.084	352	28	25027
2024	-	1.133	356	28	24861
2025	-	1.184	360	28	24686
2026	-	1.230	361	28	24521
2017-2026	-	11.490	4.026	458	415.312

Pengembangan distribusi tersebut sudah termasuk pengembangan listrik perdesaan. Rincian pengembangan fisik dan kebutuhan investasi untuk pengembangan listrik perdesaan dapat dilihat pada Tabel C1.7 dan Tabel C1.8 berikut:

Tabel C1.7. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	234	128	6	37	-	8.757
2018	239	158	7	93	-	10.402
2019	286	109	5	78	-	8.432
2020	307	137	6	92	-	9.034
2021	337	107	5	82	-	6.290
2022	183	109	3	81	-	6.734
2023	183	109	3	81	-	6.734
2024	185	111	4	82	-	6.807
2025	186	111	4	82	-	6.837
2026	186	111	4	82	-	6.837

Tabel C1.8. Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	84.916	17.910	8.523	-	111.348
2018	92.579	26.275	13.879	-	132.733
2019	112.271	19.434	10.598	-	142.303
2020	121.376	25.317	13.202	-	159.895
2021	133.268	19.800	10.931	-	163.999
2022	72.275	20.210	7.748	-	100.233
2023	72.275	20.210	7.748	-	100.233
2024	73.061	20.429	7.832	-	101.323
2025	73.380	20.519	7.866	-	101.765
2026	73.380	20.519	7.866	-	101.765

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 mengurangi kesenjangan tersebut, PLN melakukan pembelian tenaga listrik skala kecil untuk 2 sistem isolated di daerah perbatasan yaitu Sistem Aruk sebesar 340 kVA, Sistem Badau sebesar 800 kVA, Sistem Jagoi Babang sebesar 800 kVA dan Sistem Entikong sebesar 1200 kVA. Sistem Jagoi Babang kedepannya akan disuplai dari GI Bengkayang

dan untuk Sistem Entikong akan disuplai dari GI Entikong. Peta kelistrikan di daerah perbatasan diberikan pada Gambar C1.2.



Gambar C1.2. Peta Kelistrikan di Daerah Perbatasan

C1.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Kalimantan Barat tahun 2017-2026 diberikan pada Tabel C1.9.

Tabel C1.9. Ringkasan

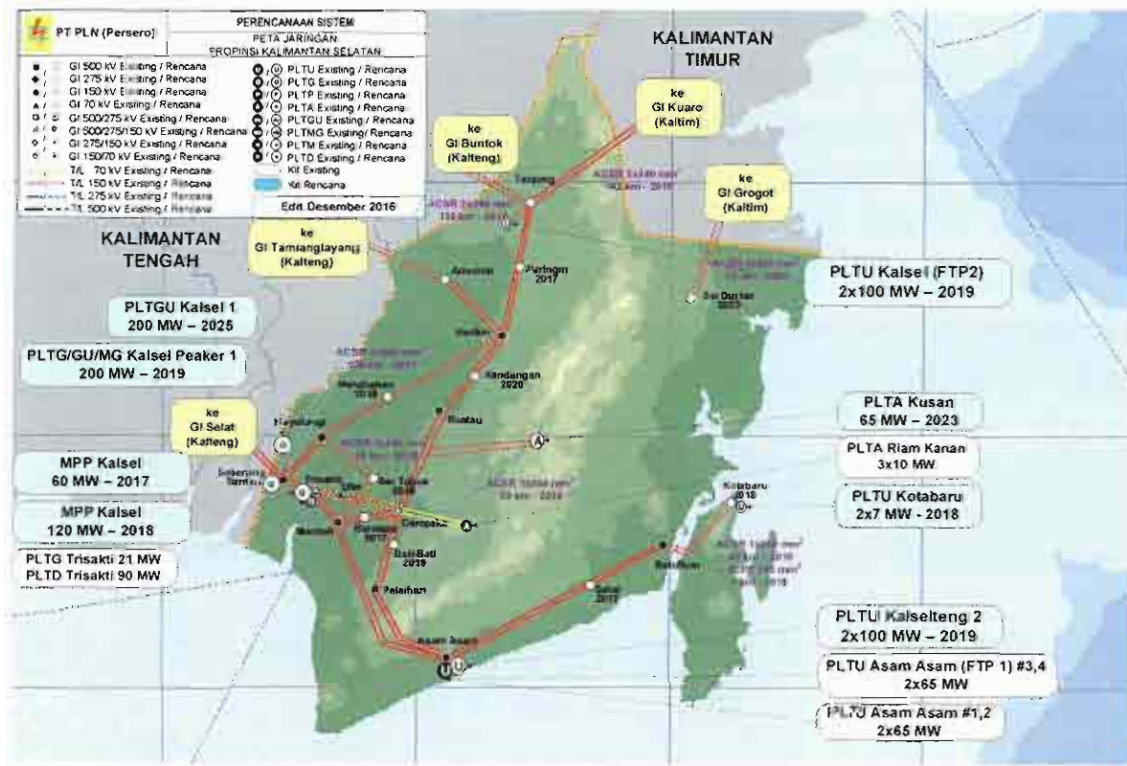
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	2364	2828	501	158	330	474
2018	2589	3102	549	188	390	750
2019	2955	3548	627	338	210	660
2020	3307	3973	702	14	210	300
2021	3659	4388	775	200	270	380
2022	3949	4728	834	200	150	420
2023	4259	5094	898	160	210	490
2024	4591	5485	966	90	60	0
2025	4944	5907	1040	200	180	0
2026	5319	6355	1118	0	0	0
Jumlah				1.547	2.010	3.474

LAMPIRAN C.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. Hingga Tahun 2015 PLN telah melistriki 86,77% rumah tangga pada provinsi ini.

Sistem Barito merupakan sistem interkoneksi kelistrikan terbesar di Kalimantan Selatan, membentang dari Batu Licin 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, dipasang 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.

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 dinterkoneksi 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 14,4 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 Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTU - PLTA - PLTG - PLTD	- Batubara - Air - BBM - BBM	PLN	562,7	542,5	552,4
2	Sistem Kotabaru	- PLTD	- BBM	PLN	11,9	11,2	11,2
3	ULD - ULD (18 Lokasi Tersebar)	- PLTD	- BBM	PLN	14,4	10,8	8,1
TOTAL					589,0	564,5	571,7

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, penambahan penduduk dan peningkatan rasio elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2017-2026 diberikan pada Tabel C2.2.

Tabel C2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	3,9	2.657	3.222	490	1.079.932
2018	4,2	2.953	3.551	540	1.126.348
2019	4,6	3.205	3.829	582	1.174.441
2020	4,9	3.980	4.829	733	1.224.175
2021	4,9	4.281	5.201	789	1.274.084
2022	4,9	4.625	5.572	845	1.298.660
2023	4,9	5.006	5.988	908	1.323.154
2024	4,9	5.546	6.594	999	1.347.565
2025	4,9	5.902	6.985	1.058	1.371.970
2026	4,8	6.283	7.402	1.120	1.394.967
Pertumbuhan	4,7	10,2%	9,8%	9,8%	2,9%

Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 1 puskesmas di 1 Kecamatan yang tersebar di kabupaten Banjar di Provinsi Kalimantan Selatan

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 terlihat 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 2017-2026, direncanakan penambahan proyek pembangkit listrik yang meliputi PLTU batubara, PLTA dan PLTG/MG/GU 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	MPP Kalsel	PLTMG	PLN	60	2017	Rencana
2	MPP Kalsel	PLTMG	PLN	120	2018	Rencana
3	Kotabaru	PLTU	PLN	2x7	2018	Konstruksi
4	Kalselteng 2	PLTU	PLN	2x100	2019	Pengadaan
5	Kalsel Peaker 1	PLTG/MG/GU/MGU	PLN	200	2019	Rencana
6	Kusan	PLTA	PLN	65	2023	Rencana
7	Jorong	PLTBg	IPP	1	2017	Rencana
8	Sukadarnai	PLTBg	IPP	2,4	2018	Committed
9	Kalsel (FTP2)	PLTU	IPP	2x100	2019	Committed
10	Tanah Laut	PLTB	IPP	150	2020/21	Potensi
11	Kalsel 1	PLTGU	Unallocated	200	2025	Rencana
JUMLAH				1212		

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 2017-2026 direncanakan akan dibangun saluran transmisi 150 kV sesuai Tabel C2.6.

Tabel C2.6 Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Bandara	Incomer 2 phi (Cempaka-Mantuil)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2017	Konstruksi
2	Satui	Incomer 1 phi (Asam-asam - Batulicin)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2017	Konstruksi
3	Barikin	Kayutangi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2017	Konstruksi
4	Batu Licin	Landing point Batulicin	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2018	Rencana
5	Landing point P. Laut	Kotabaru	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	74	2018	Rencana
6	Landing point Batulicin	Landing point P. Laut	150 kV	2 cct, kabel laut	6	2018	Rencana
7	Kayutangi	Sei Tabuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
8	Sei Tabuk	Mantuil	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
9	Trisakti	Ulin (GIS)	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	24	2018	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
10	Cempaka	Ulin (GIS)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	64	2018	Rencana
11	Seberang Barito	Trisakti	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	12	2019	Rencana
12	PLTU Kalsel 1 (FTP 2)	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2019	Rencana
13	PLTGU Kalsel Peaker	Seberang Barito	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	6	2019	Rencana
14	Bati-Bati	Incomer 1 phi (Asam Asam-Cempaka)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	12	2019	Rencana
15	Kandangan	Incomer 1 phi (Rantau-Barikin)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2020	Rencana
16	PLTA Kusan	Incomer 1 phi (Cempaka - Rantau)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	138	2025	Rencana
	Total				748		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Dalam pengembangan gardu induk direncanakan pembangunan GI baru dan penambahan kapasitas GI eksisting.

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 switch gear*).

SCADA Kalsel saat ini masih dalam tahap penyelesaian dan diharapkan dapat selesai sesegera mungkin. Proyek ini sebelumnya didanai melalui APBN dan dilanjutkan melalui pendanaan APLN.

Tabel C2.7 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Cempaka	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
2	Bandara	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
3	Satui	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
4	Trisakti	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
5	Batulicin	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
6	Mantuil	150/20 kV	Ext	60	2017	Konstruksi
7	Rantau	150/20 kV	Ext	30	2017	Konstruksi
8	Tanjung	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
9	Barikin (arah kayutangi)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi

No	NAMA Gardu Induk	Tegangan	KET	Kapasitas (MVA)	COD	Status
10	Kayutangi (arah Barikin)	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
11	Pelaihari	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
12	Amuntai	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
13	Barikin	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
14	Paringin	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
15	Batulicin (Arah Kotabaru)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
16	Kasongan	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
17	Kotabaru	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
18	Sei Tabuk	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
19	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
20	Tanjung Ext LB (PLTU Kalsel (FTP2))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
21	Kayutangi (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
22	Trisakti (arah Ulin (GIS))	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
23	Sei Tabuk (arah Mantuil)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
24	Mantuil (arah Sei Tabuk)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
25	Seberang Barito (arah Kalsel Peaker)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
26	Marabahan	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
27	Bati-Bati	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
28	Batulicin	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
29	Kandangan	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
30	Satui	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
31	Trisakti	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
32	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
33	Mintin (PLTU Pulang Pisau)	150/20 kV	Upr	30	2020	Rencana
34	Selat	150/20 kV	Upr	60	2020	Rencana
35	Kotabaru	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
36	Cempaka	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
37	Rantau	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
38	Kayutangi	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
39	Amuntai	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
40	Paringin	150/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
41	Banjarmasin/Ulin (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
42	Asam-Asam	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
43	Bandara	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
44	Sei Durian	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
45	Trisakti	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
46	Amuntai (arah Tamiang Layang)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
47	Cempaka	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
48	Mantuil	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	Total			1920		

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 2026 termasuk untuk listrik pedesaan ditunjukkan pada Tabel C2.8.

Tabel C2.8 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	432	822	30	44943
2018	-	442	840	32	46415
2019	-	380	722	33	48093
2020	-	419	796	35	49735
2021	-	464	881	36	49909
2022	-	533	1.014	18	24576
2023	-	599	1.139	18	24494
2024	-	539	1.024	19	24411
2025	-	569	1.081	19	24405
2026	-	616	1.171	18	22997
2017-2026		4.992	9.489	258	359.978

Tabel C2.9. Rencana Pengembangan Listrik Pedesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribuan)
			MVA	unit		
2017	128	388	7	76	-	3.685
2018	55	32	2	36	-	3.026
2019	76	36	1	20	-	1.555
2020	66	30	1	20	-	2.029
2021	76	36	1	12	-	1.555
2022	76	36	1	20	-	1.555
2023	76	36	1	20	-	1.555
2024	76	36	1	20	-	1.555
2025	76	36	1	20	-	1.555
2026	76	36	1	20	-	1.555

Tabel C2.10. Kebutuhan Investasi Listrik Pedesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	56.963	21.203	10.622	-	88.789
2018	27.351	16.439	6.925	-	50.715
2019	41.056	12.359	3.406	-	56.821
2020	38.586	11.277	3.866	-	53.729
2021	41.056	12.359	3.406	-	56.821

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2022	41.056	12.359	3.406	-	56.821
2023	41.056	12.359	3.406	-	56.821
2024	41.056	12.359	3.406	-	56.821
2025	41.056	12.359	3.406	-	56.821
2026	41.056	12.359	3.406	-	56.821

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. 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 2026 di Provinsi Kalimantan Selatan diberikan pada Tabel C2.11.

Tabel C2.11 Ringkasan

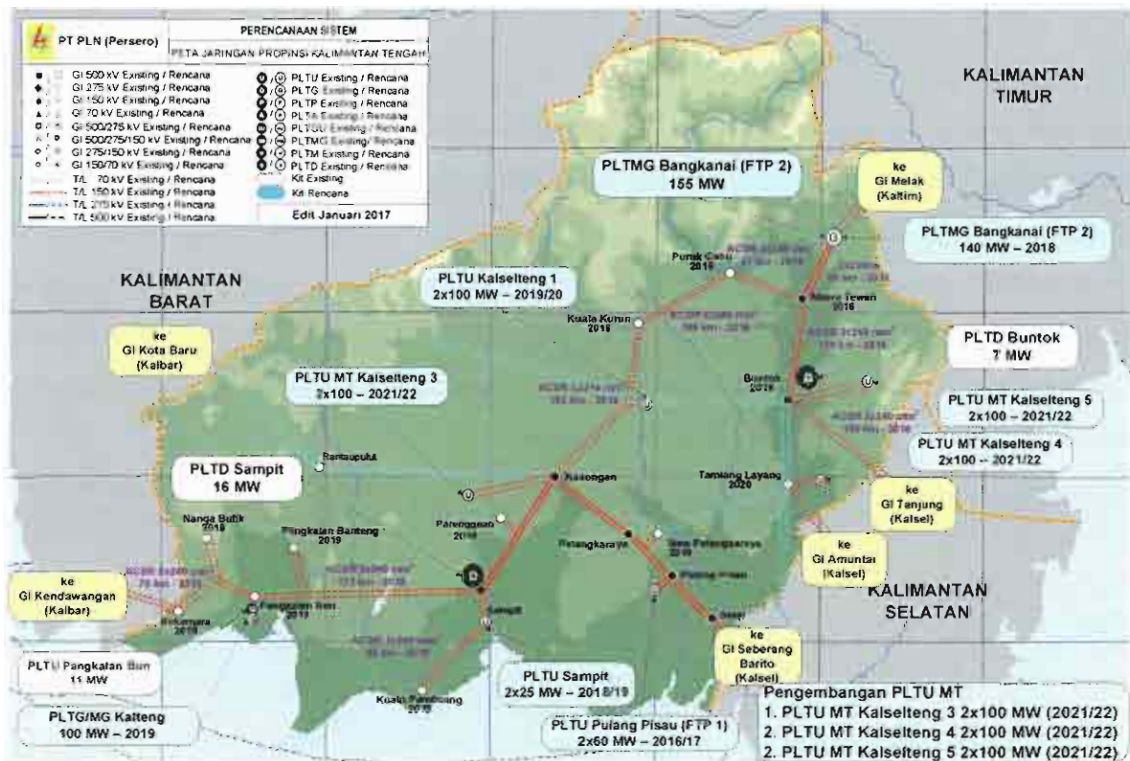
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	2.657	3.222	490	61	390	244
2018	2.953	3.551	540	136	390	234
2019	3.205	3.829	582	600	120	130
2020	3.980	4.829	733	90	300	2
2021	4.281	5.201	789	60	300	0
2022	4.625	5.572	845	0	30	0
2023	5.006	5.988	908	65	210	0
2024	5.546	6.594	999	0	60	0
2025	5.902	6.985	1.058	200	60	138
2026	6.283	7.402	1.120	0	60	0
Jumlah				1.212	1.920	748

LAMPIRAN C.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

C3.1 Kondisi Saat Ini

Sistem kelistrikan di Provinsi Kalimantan Tengah dipasok dari sistem interkoneksi 150 kV Barito melalui beberapa GI di Kalteng yaitu GI Selat, GI Pulang Pisau, GI Palangkaraya, GI Kasongan dan GI Sampit. Gardu Induk 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 memadai. Peta sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah dan rencana pengembangannya sebagaimana diperlihatkan pada Gambar B. 3.1



Gambar C3.1. Peta kelistrikan Provinsi Kalimantan Tengah

Sebagian beban Kalimantan Tengah dipasok dari Sistem Barito dan selebihnya tersebar di berbagai tempat terisolasi dipasok dari pembangkit setempat.

Rincian data pembangkitan, kemampuan mesin dan beban puncak tertinggi 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 Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Barito	- PLTU - PLTD	Batubara BBM	- PLN	147,7	122,8	98,7
2	Sistem Pangkalan Bun	- PLTU - PLTD	Batubara BBM	- IPP - PLN	41,5	28,4	33,6
3	Sistem Muara Teweh-Buntok	- PLTMG	Gas	- PLN	136,0	136,0	21,1
4	Sistem Kuala Pambuang	- PLTD	BBM	- PLN	3,8	3,3	3,3
5	Sistem Nanga Bulik	- PLTD	BBM	- PLN	5,1	5,1	4,0
6	Sistem Kuala Kurun	- PLTD	BBM	- PLN	4,1	3,8	3,7
7	Sistem Puruk Cahu	- PLTD	BBM	- PLN	5,5	4,8	4,2
8	Sistem Sukamara	- PLTD	BBM	- PLN	3,2	3,2	3,1
9	ULD (56 Lokasi tersebar)	- PLTD	BBM	- PLN	19,7	14,9	11,6
TOTAL					306,6	272,3	183,2

C3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Tengah dalam lima tahun terakhir tumbuh cukup tinggi yaitu rata-rata sebesar 7,5% 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.

Porsi terbesar penjualan di Provinsi Kalimantan Tengah adalah pada sektor pelanggan rumah tangga. Porsi penjualan di sektor pelanggan bisnis dan Industri masih relatif kecil. Untuk pelanggan sektor publik, PLN juga berkomitmen untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 115 puskesmas di 77 Kecamatan yang tersebar di 8 kabupaten di Provinsi Kalimantan Tengah. 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 elektrifikasi dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik Provinsi Kalimantan Tengah tahun 2017–2026 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
2017	7,3	1.291	1.559	261	544.421
2018	7,9	1.452	1.781	296	600.761
2019	8,8	1.619	1.962	325	663.258
2020	9,3	1.808	2.164	357	732.187
2021	9,3	2.012	2.383	391	806.636
2022	9,3	2.185	2.570	420	845.526
2023	9,2	2.367	2.769	451	885.585
2024	9,2	2.544	2.962	480	926.943
2025	9,2	2.732	3.170	512	969.659
2026	9,1	2.914	3.368	541	1.002.533
Pertumbuhan	8,9	9,5%	9,0%	8,5%	7,1%

C3.3 Pengembangan Sarana Kelistrikan

Rencana pembangunan sarana kelistrikan meliputi pembangkit, transmisi dan distribusi di Provinsi Kalimantan Tengah dilakukan dengan memperhatikan potensi energi primer setempat sebagai berikut.

Potensi Energi Primer

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang menyimpan potensi energi primer sangat besar utamanya batubara. Energi yang lain juga tersedia antara lain adalah gas alam dan tenaga air.

Batubara

Provinsi Kalimantan Tengah mempunyai potensi batubara yang besar terutama di kabupaten Barito Utara. Survei yang telah dilakukan sejak tahun 1975 oleh beberapa institusi, baik pemerintah maupun perusahaan asing seperti PT BHP - Biliton memperkirakan terdapat sekitar 400 juta ton batubara dengan nilai kalori di atas 7.000 kkal per kg dan juga ditemukan batubara dengan kandungan kalori di atas 8.000 kkal per kg di kabupaten Barito Utara dan Murung Raya bagian utara. Batubara banyak ditemukan di daerah Muara Bakah, Bakanon, Sungai Montalat, Sungai Lahei, Sungai Maruwai dan sekitarnya.

Potensi batubara di Kalimantan Tengah dapat dilihat pada 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 2026 termasuk memenuhi daftar tunggu, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit 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	2016/17	Konstruksi
2	Pulang Pisau (FTP1)	PLTU	PLN	1x60	2017	Konstruksi
3	Bangkanai (FTP2)	PLTG/MG	PLN	140	2018	Pengadaan
4	Sampit	PLTU	PLN	2x25	2018/19	Konstruksi
5	Kalteng	PLTG/MG	PLN	100	2019	Rencana
6	Kotawaringin Barat	PLTBm	IPP	10	2018	Committed
7	Bukit Makmur	PLTBg	IPP	1	2017	Committed
8	Kalselteng 1	PLTU	IPP	2x100	2019/20	Committed
9	Kalselteng 3	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
11	Kalselteng 4	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
12	Kalselteng 5	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
	JUMLAH			1316		

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. 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	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Muara Teweh	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2017	Konstruksi
2	Tanjung	Buntok	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	260	2017	Konstruksi
3	PLTU Sampit	Sampit	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	84	2017	Konstruksi
4	Sampit	Pangkalan Bun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	344	2018	Konstruksi
5	Muara Teweh	Puruk Cahu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	94	2018	Konstruksi
6	Paringin	Incomer 1 phi (Barikin-Tanjung)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	2	2018	Rencana
7	New Palangkaraya	Incomer 1 phi (Selat - Palangkaraya)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2018	Konstruksi
8	Parenggean	Incomer 1 phi (Kasongan - Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2018	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
9	Puruk Cahu	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	196	2018	Konstruksi
10	Kasongan	Kuala Kurun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2018	Rencana
11	Palangkaraya	Selat	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	248	2018	Rencana
12	Selat	Seberang Barito	150 kV	2 cct, HTLS (Eksisting 1xHawk)	84	2018	Rencana
13	PLTU Sampit	Kuala Pambuang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2018	Rencana
14	Pangkalan Banteng	Incomer 1 phi (Pangkalan Bun- Sampit)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	48	2019	Rencana
15	PLTU Kalselteng 1	Incomer 2 phi (Kasongan - Kuala Kurun)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2019	Rencana
16	Pangkalan Bun	Sukamara	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2019	Rencana
17	Nanga Bulik	Incomer 1 phi (Pangkalan Bun- Sukamara)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2019	Rencana
18	Sukamara	Kendawangan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2023	Rencana
19	Amuntai	Tamias Layang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2020	Rencana
	Total				2512		

Pengembangan Gardu Induk

Selama periode 2017-2026, akan dibangun gardu induk baru dan dilakukan perluasan untuk beberapa gardu induk. Rencana pengembangan gardu induk ditunjukkan pada Tabel C3.7.

Tabel C3.7 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Sampit Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
2	Sampit	150/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
3	Pangkalan Bun	150/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
4	Parenggean	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
5	New Palangkaraya	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
6	Puruk Cahu	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
7	Muara Teweh	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
8	Kuala Kurun (arah Kasongan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
9	Kasongan (arah Kuala Kurun)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
10	Pangkalan Bun	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
11	PLTU Sampit	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
12	Kuala Kurun	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
13	PLTMG Bangkanai (arah Melak)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
14	Sampit (arah PLTU Sampit)	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Konstruksi
15	Pangkalan Banteng	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
16	Sampit	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
17	PLTU Sampit	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
18	Kuala Pambuang	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
19	Sukamara	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
20	Nangabulik	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
21	Buntok	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2022	Rencana
22	Sukamara	150 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2023	Rencana
23	Palangkaraya	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
24	New Palangkaraya	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
25	Tamiang Layang	150/20 kV	<i>New</i>	30	2020	Rencana
26	Pangkalan Bun	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
	Total			720		

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 2017-2026 termasuk untuk melistriki perdesaan secara rinci penambahan infrastruktur tersebut ditampilkan pada Tabel C3.8.

Tabel C3.8 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	653	372	32	51045
2018	-	627	355	36	56340
2019	-	659	369	40	62497
2020	-	751	417	45	68929
2021	-	820	451	49	74448
2022	-	701	382	26	38890
2023	-	748	404	27	40060
2024	-	731	392	28	41358
2025	-	786	417	29	42716
2026	-	768	404	23	32874
2017-2026	-	7.242	3.965	335	509.157

Tabel C3.9. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	332	134	6	123	-	8.119
2018	465	180	8	160	-	10.792
2019	614	170	8	160	-	10.361
2020	449	202	7	147	-	9.817
2021	414	170	6	118	-	7.536
2022	126	64	2	41	-	3.232
2023	126	64	2	41	-	3.232
2024	122	61	2	40	-	3.127
2025	123	62	2	40	-	3.141
2026	123	62	2	40	-	3.141

Tabel C3.10. Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	150.417	18.071	55.016	-	223.504
2018	232.405	31.789	24.941	-	289.135
2019	336.386	42.449	27.375	-	406.210
2020	267.443	53.377	81.687	-	402.507
2021	262.649	57.194	62.323	-	382.166
2022	59.389	18.085	6.456	-	83.929
2023	59.389	18.085	6.456	-	83.929
2024	57.467	17.500	6.247	-	81.214
2025	57.718	17.576	6.274	-	81.568
2026	57.718	17.576	6.274	-	81.568

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 akan 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 2026 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)
2017	1.291	1.559	261	216	30	564
2018	1.452	1.781	296	175	360	1.400
2019	1.619	1.962	325	225	90	378
2020	1.808	2.164	357	100	30	30
2021	2.012	2.383	391	200	0	0
2022	2.185	2.570	420	200	30	0
2023	2.367	2.769	451	200	120	140
2024	2.544	2.962	480	0	0	0
2025	2.732	3.170	512	0	60	0
2026	2.914	3.368	541	0	0	0
Jumlah				1.316	720	2.512

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.

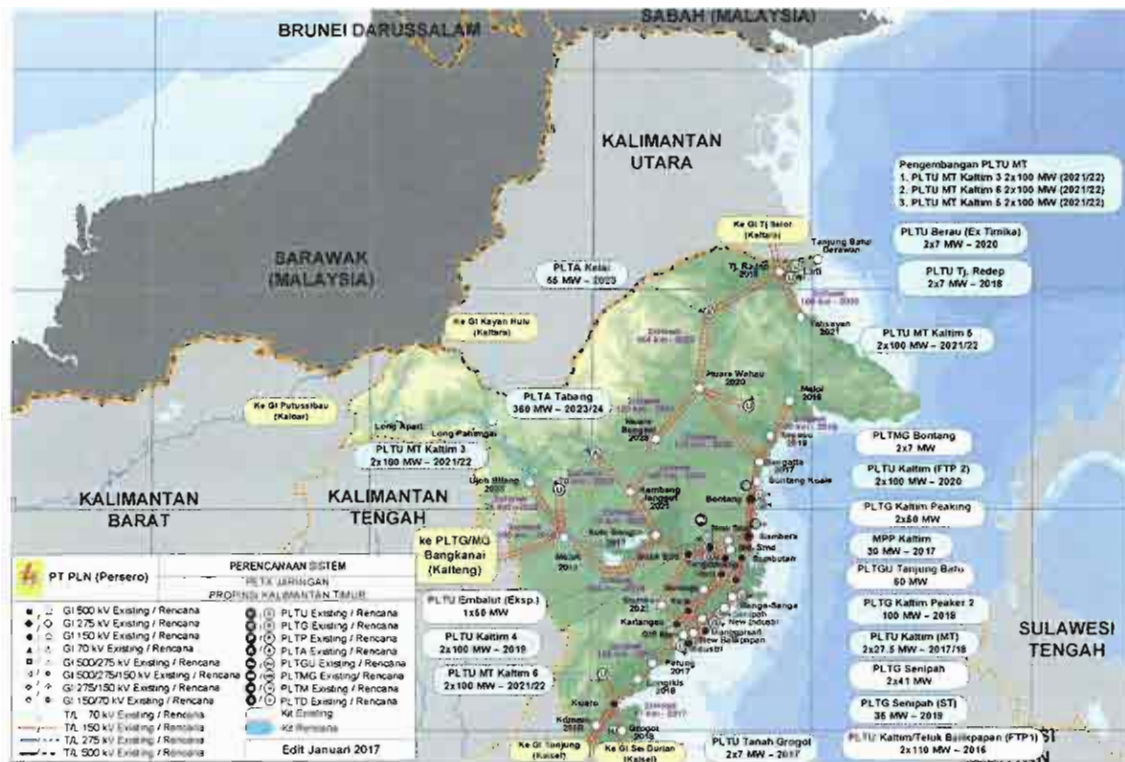
Tabel C4.1 Kondisi kelistrikan sistem Kaltim

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mahakam	PLTU/GU/G/D	Batubara/Gas/BBM/BBM	IPP/Sewa/PLN	760,6	482,48	429,11
2	Petung	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	21,2	17,45	16,5
3	Tanah Grogot	PLTD	BBM	PLN	17,19	14,48	15,65
4	Melak	PLTD	BBM	PLN	24,7	12	11,85
5	Sangatta	PLTD	BBM	PLN	19,7	19,7	19,9
6	Berau	PLTU/D	Batubara/BBM	PLN	27,6	23,9	22,19
TOTAL					871,0	570,01	515,2

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 2016 beban puncak akan mencapai 580 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 Bangun), 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. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 95,41%.



Gambar C4.1 Peta kelistrikan di Provinsi Kaltim

C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Kaltim dalam 5 tahun terakhir rata-rata sekitar 6,4% per tahun selama 2011-2015. Pertumbuhan penjualan tenaga listrik tumbuh rata-rata 9,1% per tahun. Porsi terbesar pemakaian listrik adalah dari pelanggan sektor rumah tangga. 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 2017–2026 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. Untuk pelanggan sektor publik, PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 123 puskesmas di 62 Kecamatan yang tersebar di 6 kabupaten di Provinsi Kalimantan Timur.

Tabel C4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	8,5	3.342	3.783	627	841.004
2018	8,8	3.780	4.310	709	865.775
2019	9,8	4.152	4.732	778	891.845
2020	10,4	5.042	5.742	944	918.233
2021	10,4	5.481	6.237	1.024	942.909
2022	10,4	5.929	6.743	1.107	962.342
2023	10,3	6.630	7.537	1.236	981.915
2024	10,3	7.185	8.163	1.338	1.001.647
2025	10,3	7.802	8.859	1.450	1.021.620
2026	10,2	8.461	9.602	1.571	1.041.876
Pertumbuhan	9,9	10,9%	11,0%	10,8%	2,4%

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 Kalimantan 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 2017-2026, direncanakan tambahan pembangkit baru 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	MPP Kaltim	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
2	Tanjung Redep	PLTU	PLN	2x7	2018	Konstruksi
3	Kaltim Peaker 2	PLTG	PLN	100	2018	Rencana
4	Berau (Ex Timika)	PLTU	PLN	2x7	2020	Rencana
4	Kaltim Add on Blok 2	PLTGU	PLN	80	2022	Rencana
5	Kelai	PLTA	PLN	55	2023	Rencana
6	Tanah Grogot	PLTU	IPP	2x7	2017	Konstruksi
7	Pasir Damai	PLTBg	IPP	1	2017	Committed
8	Kaltim (MT)	PLTU	IPP	2x27.5	2017/18	Konstruksi
9	Kaltim 4	PLTU	IPP	2x100	2019	Committed
10	Senipah (ST)	PLTGU	IPP	35	2019	Rencana
11	Penajam Paser Utara	PLTBm	IPP	9,5	2019	Committed
12	Berau	PLTBm	IPP	3	2019	Rencana
13	Kaltim (FTP2)	PLTU	IPP	2x100	2020	Committed
14	Kaltim 3	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
15	Kaltim 5	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
16	Kaltim 6	PLTU MT	IPP	2x100	2021/22	Rencana
17	Tabang	PLTA	IPP	4x90	2023/24	Rencana
JUMLAH				1.773		

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 diinterkoneksi 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 menginterkoneksi 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 2017-2026, direncanakan pengembangan jaringan transmisi 150 kV seperti ditampilkan dalam Tabel C4.4.

Tabel C4.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltim

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	PLTG Senipah	Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2017	Konstruksi
2	PLTU Teluk Balikpapan	Petung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2017	Konstruksi
3	Kuaro	Petung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	164	2017	Konstruksi
4	Tenggarong	Kota Bangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2017	Konstruksi
5	Bontang	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2017	Konstruksi
6	New Balikpapan	Incomer 2 phi (Manggarsari- Industri)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	2	2018	Rencana
7	New Samarinda	Sambera	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2018	Rencana
8	New Balikpapan	Kariangau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2018	Rencana
9	New Samarinda	Embalut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	32	2018	Pengadaan
10	Kuaro	Tanah Grogot	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	32	2018	Rencana
11	Lati	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2018	Rencana
12	PLTMG Bangkanai	Melak	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2019	Konstruksi
13	Melak	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR	268	2019	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
				2xHawk			
14	Sangatta	Maloi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2019	Rencana
15	Muara Wahau	Sangatta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2019	Rencana
16	Muara Wahau	Tanjung Redep	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2019	Rencana
17	PLTU Kaltim 2 (FTP-2)	Bontang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2019	Rencana
18	Tenggarong/Bukit Biru	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2020	Rencana
19	Kariangau	Sepaku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	50	2020	Rencana
20	Tanjung Redep	Talisayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2020	Rencana
21	Lati	Tanjung Batu (Derawan)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2020	Rencana
22	PLTU Kaltim 3	Bukuan/Palaran	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2021	Rencana
23	Kembang Janggut	Kotabangun	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2021	Rencana
24	PLTU Kaltim 6	Kuaro	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	60	2021	Rencana
25	New Balikpapan	GIS Balikpapan	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	20	2022	Rencana
26	GIS Samarinda	New Samarinda	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	30	2022	Rencana
27	Tanah Grogot	Sei Durian	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	140	2023	Rencana
28	PLTA Tabang	Kembang Janggut	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	140	2023	Rencana
29	Melak	Ujoh Bilang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2023	Rencana
30	Kembang Janggut	Muara Bengkal	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	200	2023	Rencana
31	Muara Bengkal	Muara Wahau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2023	Rencana
	Total				3088		

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.

Rincian pengembangan gardu induk dalam periode 2017-2026 di Provinsi Kalimantan Timur diperlihatkan pada Tabel C4.5.

Tabel C4.5 Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Bukuan/Palaran	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
2	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Ext	30	2017	Pengadaan

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
3	Petung	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
4	Kariangau	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
5	Kotabangun	150/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
6	Bontang	150/20 kV	Ext	60	2017	Pengadaan
7	New Samarinda	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
8	Bontang Ext LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
9	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Upr	60	2017	Pengadaan
10	Sangatta	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
11	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Upr	60	2018	Pengadaan
12	New Industri	150/20 kV	NEW	60	2018	Rencana
13	New Balikpapan	150/20 kV	New	60	2018	Pengadaan
14	PLTU Teluk Balikpapan (arah New Balikpapan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
15	Lati	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
16	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Upr	60	2018	Pengadaan
17	Berau / Tj Redep	150/20 kV	NEW	60	2018	Pengadaan
18	Embalut	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Pengadaan
19	Sambera (arah New Samarinda)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Pengadaan
20	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	New	60	2018	Pengadaan
21	Komam (Batu Sopang)	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
22	Longikis	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
23	Kuaro (arah Grogot)	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Pengadaan
24	Petung	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
25	Kotabangun	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
26	Melak	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
27	Sepaso	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
28	Maloy	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
29	Samboja	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
30	New Samarinda	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
31	Sangatta (arah Muara Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
32	Tanjung Redeb (arah Muara Wahau)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
33	Muara Wahau	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
34	Sanga-Sanga	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
35	Bontang Koala	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
36	Kariangau (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
37	Tenggarong (arah Sepaku)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
38	Batakan/Manggarsari	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
39	Talisayan	150/20 kV	New	30	2021	Rencana
40	Tengkawang	150/20 kV	Upr	60	2021	Rencana
41	Kembang Janggut	150/20 kV	New	30	2021	Rencana
42	Tanjung Redeb (arah Talisayan)	150 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
43	Tenggarong / Bukit Biru	150/20 kV	Ext	120	2022	Rencana
44	Semai-Sepaku	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
45	Sangatta	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
46	Embalut	150/20 kV	Upr	60	2022	Rencana
47	GIS Balikpapan	150/20 kV	New	120	2022	Rencana
48	GIS Samarinda	150/20 kV	New	60	2022	Rencana
49	GIS Samarinda	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
50	Sambutan	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
51	Karang Joang/Giri Rejo	150/20 kV	Upr	60	2023	Rencana
52	Tana Paser (Grogot)	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
53	Muara Bengkal	150/20 kV	New	30	2023	Rencana
54	Tanjung Batu/Derawan	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
55	Mahakam Ulu/Ujoh Bilang	150/20 kV	New	30	2024	Rencana
56	Berau / Tj Redep	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
57	Industri/Gunung Malang	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
58	Sei Kleidang / Harapan Baru	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
59	New Balikpapan	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
60	Tengkawang	150/20 kV	Upr	60	2025	Rencana
61	Kuaro/Tanah Grogot	150/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
62	Senipah	150/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
63	Bontang (arah PLTU Kaltim FTP2)	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
	Total			2600		

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2017-2026 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.6.

Tabel C4.6. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	499	518	73	24176
2018	-	473	490	80	24771
2019	-	464	481	87	26070
2020	1.179	357	371	94	26387
2021	1.329	520	540	102	24676
2022	-	221	229	110	19433
2023	-	223	232	117	19573
2024	-	226	234	127	19731
2025	-	228	237	140	19973
2026	-	231	240	150	20256
2017-2026	2.508	3.443	3.572	1.081	225.046

Rencana pengembangan listrik perdesaan selama kurun waktu 2017-2026 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C4.7.

Tabel C4.7. Rencana Pengembangan Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	22	311	5	212	-	23.484
2018	15	146	50	582	-	62.786
2019	46	463	5	40	-	7.388
2020	112	59	1	13	1.179	3.000
2021	112	208	1	13	1.329	3.317
2022	36	29	4	30	-	7.076

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2023	36	29	4	30	-	7.122
2024	36	30	4	30	-	7.153
2025	36	30	4	30	-	7.184
2026	36	30	4	30	-	7.184

Tabel C4.8. Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	9.179	63.598	28.421	-	101.197
2018	6.025	29.890	73.197	-	109.112
2019	208	94.929	5.449	-	100.585
2020	46.537	12.104	937	89.834	149.413
2021	46.537	42.578	1.533	9.365	100.012
2022	21.611	9.771	10.379	-	41.761
2023	21.751	9.835	10.446	-	42.032
2024	21.846	9.878	10.492	-	42.215
2025	21.941	9.921	10.537	-	42.400
2026	21.941	9.921	10.537	-	42.400

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 menyerap kelebihan daya dalam rangka mengurangi konsumsi BBM, seperti yang saat ini telah dilakukan kerjasama *excess power* di Kembang Janggut (Pembangkit Biogas), Talisayan (Pembangkit Biomassa) dan Karangan Dalam (Pembangkit Biomassa).

Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Kabupaten di Kalimantan Timur yang berbatasan langsung dengan Serawak, Malaysia yaitu Kabupaten Mahakam Ulu yang merupakan wilayah pemekaran baru dari Kabupaten Kutai Barat. Kondisi di daerah perbatasan ini sebagian besar belum berlistrik. Potensi air dari hulu sungai Mahakam layak dikembangkan sebagai PLMTH dan perlu dilakukan studi lebih lanjut. Selain

itu PLN akan melakukan kerjasama dengan Pemerintah Daerah dan Satuan Kerja Listrik Perdesaan untuk membangun 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 2026 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C4.9.

Tabel C4.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	3.342	3.783	627	73	440	574
2018	3.780	4.310	709	157	510	206
2019	4.152	4.732	778	235	240	998
2020	5.042	5.742	944	214	90	230
2021	5.481	6.237	1.024	300	180	160
2022	5.929	6.743	1.107	380	510	50
2023	6.630	7.537	1.236	235	210	870
2024	7.185	8.163	1.338	180	120	0
2025	7.802	8.859	1.450	0	240	0
2026	8.461	9.602	1.571	0	60	0
Jumlah				1.773	2.600	3.088

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. 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 2016 beban puncak diperkirakan akan mencapai sekitar 34,1 MW. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 adalah sebesar 73,48%. Tabel C5.1.

Tabel C5.1 Kondisi kelistrikan sistem Kalimantan Utara

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Bulungan	PLTD	BBM	PLN	18,9	11,5	10,7
2	Nunukan	PLTD/MG	BBM/Gas	PLN	24,7	13,4	13,3
3	Malinau	PLTD	BBM	PLN	13,1	7,8	7,5
4	Tidang Pale	PLTD	BBM	PLN	3,4	2,7	1,8
5	Bunyu	PLTMG/D	Gas/BBM	PLN	4,0	2,6	1,5
6	Sebatik	PLTD/S	BBM/Surya	PLN	5,3	3,2	3,0
TOTAL					69,4	41,2	37,9



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 7,2% per tahun selama 2011-2015. Kondisi ini sejalan dengan kebutuhan tenaga listrik yang tumbuh tinggi¹, yaitu mencapai rata-rata 10,2% per tahun. Pertumbuhan tertinggi adalah pada sektor rumah tangga, 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 tangga berlistrik PLN dimasa yang akan datang, proyeksi kebutuhan listrik 2017-2026 ditunjukkan pada Tabel C5.2.

¹ Tidak termasuk Tarakan

Tabel C5.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	8,4	204	225	39	123.254
2018	8,7	224	246	42	131.530
2019	9,7	246	271	47	140.919
2020	10,3	270	298	51	150.417
2021	10,3	297	328	57	160.037
2022	10,3	322	355	62	169.772
2023	10,2	349	385	67	177.146
2024	10,2	378	417	72	181.153
2025	10,2	410	452	78	185.119
2026	10,1	445	490	85	189.043
Pertumbuhan	9,8	9,0%	9,1%	9,2%	4,9%

Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan mendukung program pemerintah untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 30 puskesmas di 25 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Kalimantan Utara.

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 Sebuks 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 alir 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 komprehensif 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 2017-2026, direncanakan tambahan pembangkit baru 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	Gunung Belah	PLTMG	PLN	2x18	2017/18	Rencana
3	Malinau	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
4	Tanjung Selor	PLTMG	PLN	15	2018	Pengadaan
5	Tanjung Selor	PLTU	PLN	7	2018	Konstruksi
6	Nunukan 2	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
7	Sembakung	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
8	Tarakan	PLTMG	PLN	40	2019	Rencana
9	Nunukan 3	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
10	Kaltara 2	PLTA	PLN	300	2024	Rencana
11	Kaltara 1	PLTA	PLN	276	2025	Rencana
12	Kaltimra	PLTU MT	IPP	2x200	2023/24	Rencana
JUMLAH				1133		

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 2017-2026, direncanakan pengembangan jaringan transmisi seperti ditampilkan dalam Tabel C5.4.

Tabel C5.4. Rencana Pengembangan Transmisi di Kaltara

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Tanjung Redep	Tanjung Selor	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	160	2018	Pengadaan
2	Tanjung Selor	Tidang Pale	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	204	2018	Rencana
3	Tidang Pale	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	52	2018	Rencana
4	Sekatak	Juata	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	120	2020	Rencana
5	Juata	Tarakan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	28	2020	Rencana
6	Malinau	Sebuku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2020	Rencana
7	Sebuku	Nunukan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	156	2020	Rencana
8	PLTA Kaltara 1	Malinau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	80	2024	Rencana
	Total				950		

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 2017-2026, seperti diperlihatkan pada Tabel C5.5.

Tabel C5.5 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Bulungan / Tj Selor	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
2	Tidang Pale/Tana Tidung	150/20 kV	New	20	2018	Rencana
3	Malinau	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
4	Juata	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
5	Tarakan	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
6	Sekatak	150/20 kV	New	20	2020	Rencana
7	Nunukan	150/20 kV	New	60	2020	Rencana
8	Tidang Pale/Tana Tidung	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
9	Sebuku	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
10	Malinau	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	Total			340		

Pengembangan Distribusi

Rencana pengembangan jaringan distribusi termasuk listrik perdesaan selama kurun waktu 2017-2026 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel C5.6, untuk mendukung rencana penambahan pelanggan baru rata-rata 7.300 sambungan per tahun. Jaringan distribusi yang akan dibangun meliputi JTM dan JTR serta tambahan kapasitas trafo distribusi dapat dilihat pada tabel berikut :

Tabel C5.6. Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	35	37	5	8.449
2018	-	33	35	6	8.276
2019	-	32	34	6	9.389
2020	1.293	25	26	7	9.498
2021	550	36	38	7	9.619
2022	-	15	16	8	9.736
2023	-	15	16	8	7.374
2024	-	15	16	9	4.007
2025	-	15	16	10	3.965
2026	-	16	16	10	3.925
2017-2026	1.843	239	249	75	74.238

Tabel C5.7. Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	93	332	2	18	-	4.804
2018	186	114	1	20	-	1.158
2019	187	111	1	8	-	1.100
2020	131	191	1	6	1.293	1.100
2021	196	107	1	9	550	1.100
2022	86	12	1	12	-	1.116
2023	86	12	1	12	-	1.116
2024	87	12	1	12	-	1.129

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2025	88	12	1	12	-	1.133
2026	88	12	1	12	-	1.133

Tabel C5.8. Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	38.096	67.280	2.671	-	108.048
2018	77.409	23.259	2.339	-	103.007
2019	77.700	1.008	22.728	-	101.436
2020	54.224	39.045	830	11.266	105.364
2021	81.440	21.984	959	6.206	111.132
2022	52.487	3.844	3.066	-	59.397
2023	52.487	3.844	3.066	-	59.397
2024	53.057	3.886	3.100	-	60.043
2025	53.289	3.903	3.113	-	60.305
2026	53.289	3.903	3.113	-	60.305

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 melibatkan Pemerintah Daerah serta pihak swasta untuk pembangunannya.

Sistem Kelistrikan Daerah Perbatasan

Ada dua kabupaten di Kalimantan Utara yang berbatasan langsung dengan Sabah, Malaysia yaitu Kabupaten Nunukan dan Kabupaten Tana Tidung. Sebagian besar penduduk di kedua daerah tersebut masih belum menikmati aliran listrik PLN. Untuk memperluas elektrifikasi di dua kabupaten tersebut, PLN akan meningkatkan kapasitas PLTMG dengan memanfaatkan gas alam yang ada di Sembakung / Sebaung di daratan Kaltara. Selanjutnya listrik yang dibangkitkan akan disalurkan ke Nunukan dan Sebatik melalui jaringan kabel laut 20 kV. PLN juga tengah berupaya untuk mendapatkan pasokan gas alam termasuk gas skala kecil, untuk memenuhi kebutuhan pembangkit listrik setempat guna menggantikan penggunaan BBM dan penambahan pelanggan. Sedangkan untuk daerah disekitar perbatasan yang umumnya berbeban rendah, akan ditambah PLTD skala kecil sesuai dengan kebutuhan.

C5.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi tahun 2017-2026 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel C5.9

Tabel C5.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	204	225	39	24	0	0
2018	224	246	42	73	110	416
2019	246	271	47	40	0	0
2020	270	298	51	220	170	454
2021	297	328	57	200	0	0
2022	322	355	62	0	0	0
2023	349	385	67	0	0	0
2024	378	417	72	300	0	80
2025	410	452	78	276	0	0
2026	445	490	85	0	60	0
Jumlah				1.133	340	950

LAMPIRAN D

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI REGIONAL SULAWESI DAN NUSA TENGGARA

LAMPIRAN D1. PROVINSI SULAWESI UTARA

LAMPIRAN D2. PROVINSI SULAWESI TENGAH

LAMPIRAN D3. PROVINSI GORONTALO

LAMPIRAN D4. PROVINSI SULAWESI SELATAN

LAMPIRAN D5. PROVINSI SULAWESI TENGGARA

LAMPIRAN D6. PROVINSI SULAWESI BARAT

LAMPIRAN D7. PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT (NTB)

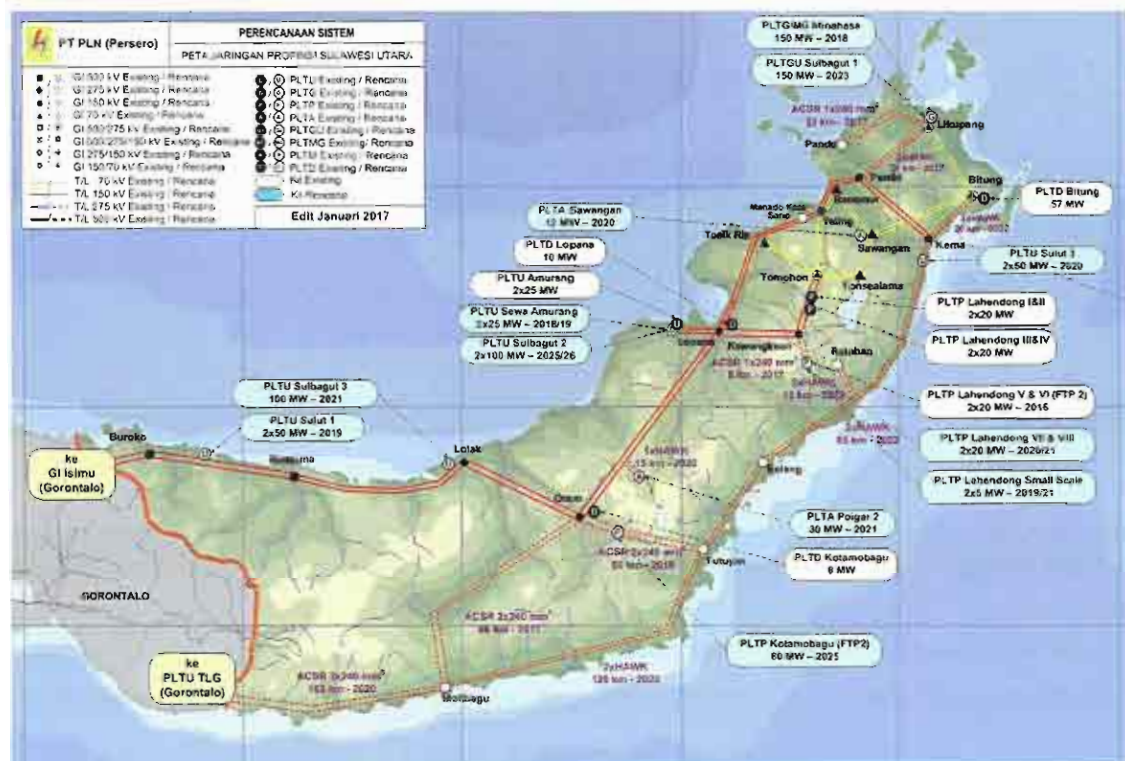
LAMPIRAN D8. PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR (NTT)

LAMPIRAN D.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI UTARA

D1.1 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.



Gambar D1.1 Peta kelistrikan di Provinsi Sulawesi Utara

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.

Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara saat ini dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTP, PLTU, PLTA/M dan PLTD HSD. Tabel D1.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Utara. Sedangkan Gambar D1.1. adalah peta sistem kelistrikan existing sub sistem Minahasa (bagian dari Sistem Sulbagut) dan rencana pengembangannya.

Tabel D1.1 Data Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Utara

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Daya Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
1	Sistem Minahasa-Kotamobagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	202,5	132,7	251,2
		PLTP	Panas bumi	PLN	120,0	104,8	
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	58,4	44,9	
		PLTU	Batubara	PLN	50,0	40,0	
2	Sistem Grid 20 kV						
1	Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	13,0	7,6	7,8
		PLTA/M	Air	PLN	1,0	0,5	
		PLTS	Surya	PLN	0,1	0,1	
2	Talaud	PLTD	BBM	PLN/Sewa	6,2	4,4	3,3
3	Siau/Ondong	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11,7	5,2	3,2
4	Lirung	PLTD	BBM	PLN	3,8	2,7	1,9
5	Tagulandang	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,3	1,1
6	Molibagu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,8	2,2	1,9
7	Isolated tersebar daerah Tahuna	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3,9	2,2	1,0
		PLTS	Surya	PLN	0,6	0,2	
8	Isolated tersebar daerah Manado	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,3	3,0	2,5
		PLTS	Surya	PLN	0,3	0,2	
Total					483	352	274

D1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Pertumbuhan ekonomi Provinsi Sulawesi Utara dalam beberapa tahun terakhir cukup tinggi yaitu pada kisaran 7,4% 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 8,2% 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%. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 100 puskesmas di 76 Kecamatan yang tersebar di 8 kabupaten di Provinsi Sulawesi Utara.

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 2017-2026 diperlihatkan pada Tabel D1.2.

Tabel D1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Utara

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	7,6	1.550	1.795	309	635.731
2018	8,2	1.771	2.048	351	659.875
2019	9,1	2.034	2.348	400	679.613
2020	9,7	2.282	2.630	447	694.789
2021	9,6	2.495	2.872	486	705.787
2022	9,6	2.715	3.122	526	716.363
2023	9,6	2.888	3.320	556	727.189
2024	9,5	3.077	3.536	590	738.298
2025	9,5	3.271	3.758	624	749.034
2026	9,4	3.480	3.996	661	760.007
Pertumbuhan	9,2	9%	9%	9%	2%

D1.3 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 D1.3. Selain panas bumi, juga terdapat potensi tenaga air yang rinciannya terdapat pada Tabel D1.4

Tabel D1.3. Potensi Energi Primer (Panas Bumi) di Sulawesi Utara

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

Tabel D1.4. Potensi Energi Primer (Tenaga Air) di Sulawesi Utara

No	Nama Proyek	Lokasi	Potensi (MW)	Interkoneksi ke sistem	Jarak KIT ke sistem	Status
1	Poigar II	Wulurmahatus/Mod oingding	30	Sistem Minahasa		
2	Poigar III	Wulurmahatus/Mod oingding	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	Ulupeiang 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			

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 2026 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. Tabel D1.5 berikut menampilkan rincian rencana pengembangan pembangkit di Provinsi Sulawesi Utara.

Tabel D1.5 Rencana Pengembangan Pembangkit di Sulawesi Utara

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Minahasa	PLTG/MG	PLN	150	2018	Rencana
2	Talaud	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
3	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
4	Sulut 1	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
5	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
6	Sawangan	PLTA	PLN	2x6	2020	Rencana
7	Tahuna	PLTMG	PLN	10	2024	Rencana
8	Kotamobagu I (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2025	Rencana
9	Kotamobagu II (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2025	Rencana
10	Kotamobagu III (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2025	Rencana
11	Kotamobagu IV (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2025	Rencana
12	Kilotiga	PLTM	IPP	0,6	2019	Potensi
13	Sulut	PLTS	IPP	20	2019	Rencana
14	Dominanga	PLTM	IPP	3,5	2019	Committed
15	Tincep 1	PLTM	IPP	0,4	2019	Potensi
16	Tincep 4	PLTM	IPP	0,4	2019	Potensi
17	Lahendong Small Scale 1	PLTP	IPP	5	2019	Rencana
18	Sulut 3	PLTU	IPP	2x50	2020	Pengadaan
19	Lahendong 7	PLTP	IPP	20	2020	Rencana
20	Sulbagut 3	PLTU	IPP	2x50	2021	Pengadaan
21	Totabuan 1	PLTM	IPP	5	2021	Potensi
22	Poigar 2	PLTA	IPP	30	2021	Rencana
23	Tincep 2	PLTM	IPP	1,1	2021	Potensi

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
24	Tincep 3	PLTM	IPP	2,2	2021	Potensi
25	Lahendong 8	PLTP	IPP	20	2021	Rencana
26	Lahendong Small Scale 2	PLTP	IPP	5	2021	Rencana
27	Pidung	PLTM	IPP	2	2022	Potensi
28	Ranowangko	PLTM	IPP	2,2	2022	Potensi
29	Amurang	PLTU	Sewa	2x25	2018/19	Konstruksi
30	Sulbagut 1	PLTGU	Unallocated	150	2023	Rencana
31	Sulbagut 2	PLTU	Unallocated	2x100	2025/26	Rencana
JUMLAH				1095,4		

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 2026 jaringan transmisi 150 kV dan 70 kV yang akan dibangun seperti ditampilkan pada Tabel D1.6.

Tabel D1.6 Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV dan 70 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Likupang	Bitung	70 kV	1 cct, ACSR 1xHawk	32	2017	Konstruksi
2	PLTP Lahendong V & VI	Kawangkoan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2017	Konstruksi
3	Otam	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	132	2017	Konstruksi
4	Likupang	Paniki	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	42	2017	Rencana
5	Likupang	Pandu	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	24	2017	Rencana
6	PLTG/MG Minahasa Peaker	Likupang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	1	2018	Rencana
7	PLTU Sulut 1	Incomer 2 phi (Lolak - Buroko)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2018	Rencana
8	Sario (GIS)/Manado Kota	Teling	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 800 mm	10	2018	Rencana
9	PLTU Sulut 3	Tanjung Merah (Kema)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
10	Otam	Tutuyan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2019	Rencana
11	PLTA Sawangan	Sawangan	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	1	2020	Rencana
12	Molibagu	PLTU TLG (Molotabu)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	206	2020	Rencana
13	PLTA Poigar	Incomer 1 phi (Otam-Lopana)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2020	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
14	Kema	Bitung	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2020	Rencana
15	Likupang	Bitung	150 kV	Uprating tegangan 150 kV	32	2020	Rencana
16	Kema	Belang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	130	2022	Rencana
17	Belang	Molibagu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	240	2022	Rencana
18	Ratahan	Incomer 1 phi (Kema- Belang)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2022	Rencana
19	PLTP Kotamobagu	Incomer 2 phi (Otam- Tutuyan)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	32	2022	Rencana
	Total				1136		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Sejalan dengan rencana pengembangan transmisi, gardu induk yang akan dibangun sampai dengan tahun 2026 ditunjukkan pada Tabel D1.7 berikut:

Tabel D1.7 Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Lolak	150/20 kV	<i>Upr</i>	30	2017	Konstruksi
2	Otam	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
3	Otam	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Konstruksi
4	Teling (GIS)	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Konstruksi
5	Likupang	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Konstruksi
6	Likupang (IBT)	150/70 kV	<i>New</i>	60	2017	Rencana
7	Tonsealama	70/20 kV	<i>Upr</i>	30	2017	Rencana
8	Kawangkoan	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Rencana
9	Tomohon	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
10	Molibagu	150/20 kV	<i>New</i>	20	2017	Rencana
11	Paniki	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Konstruksi
12	Bintauna (Town Feeder)	150/20 kV	<i>New</i>	20	2018	Rencana
13	Paniki	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
14	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
15	Tasik Ria	70/20 kV	<i>Ext</i>	30	2018	Rencana
16	Sario (GIS)/Manado Kota	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
17	Likupang	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2019	Rencana
18	Pandu	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
19	Tutuyan	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
20	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2020	Rencana
21	Bitung (IBT)	150/70 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana
22	Bitung Baru	150/20 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
23	Molibagu	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
24	Kema/Tanjung Merah	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
25	Belang	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
26	Belang	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
27	Lopana	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
28	Ratahan	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
29	Tutuyan	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2022	Rencana
30	Teling (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
	Total			970		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Sulawesi Utara dimaksudkan untuk mendukung rencana tambahan pelanggan serta perbaikan jaringan serta infrastruktur distribusi yang rusak. 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 2017-2026 termasuk untuk melistriki perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel D1.8.

Tabel D1.8 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	393	187	62	27.674
2018	2.700	487	284	78	24.144
2019	-	505	290	84	19.738
2020	-	498	286	92	15.176
2021	-	466	272	93	10.998
2022	-	392	191	90	10.576
2023	-	289	148	89	10.826
2024	-	233	118	86	11.109
2025	-	187	104	93	10.736
2026	-	203	114	84	10.972
2017-2026	2.700	3.653	1.994	850	151.950

Tabel D1.9 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	114	75	8	141	-	8.196
2018	181	282	18	301	2.700	15.181
2019	11	45	4	61	-	2.090
2020	111	78	5	91	-	1.559

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2021	112	79	5	92	-	1.577
2022	113	79	6	93	-	1.588
2023	113	79	6	79	-	1.588
2024	114	80	6	94	-	1.604
2025	115	81	6	94	-	1.611
2026	115	81	6	94	-	1.611

Tabel D1.10 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	58.132	10.080	16.703	-	84.915
2018	92.380	37.784	36.058	6.804	173.026
2019	5.356	11.115	8.771	-	25.243
2020	53.157	19.028	9.429	-	81.614
2021	53.793	19.256	9.542	-	82.590
2022	54.140	19.380	9.603	-	83.123
2023	54.140	19.380	9.603	-	83.123
2024	54.698	19.580	9.702	-	83.979
2025	54.930	19.663	9.743	-	84.336
2026	54.930	19.663	9.743	-	84.336

D1.4 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.

D1.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti pada Tabel D1.11.

Tabel D1.11 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.550	1.795	309	0	350	240
2018	1.771	2.048	351	191	230	41
2019	2.034	2.348	400	155	90	120
2020	2.282	2.630	447	142	120	309
2021	2.495	2.872	486	163	0	0
2022	2.715	3.122	526	4	120	426
2023	2.888	3.320	556	150	0	0
2024	3.077	3.536	590	10	0	0
2025	3.271	3.758	624	180	60	0
2026	3.480	3.996	661	100	0	0
Jumlah				1.095	970	1.136

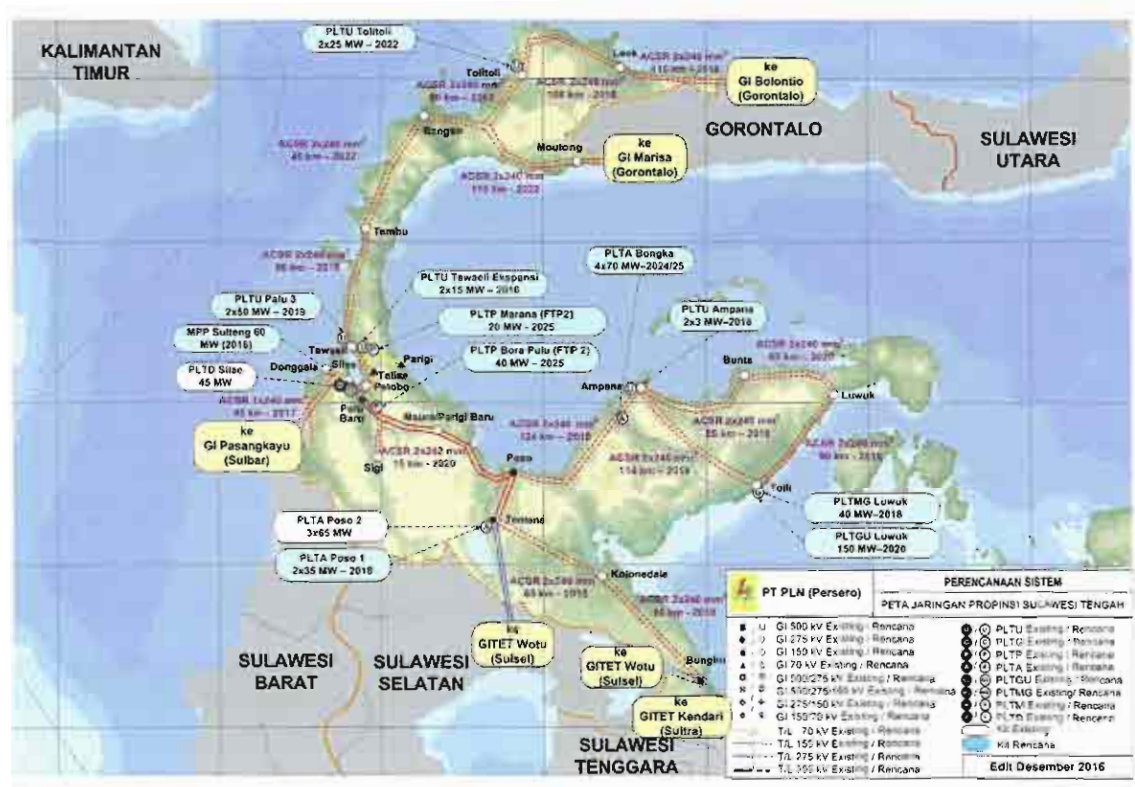
LAMPIRAN D.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGAH

D2.1 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. Gambar D2.1. adalah peta sistem kelistrikan eksisting Sulawesi Tengah dan rencana pengembangannya.



Gambar D2.1. Sistem Kelistrikan Sulawesi Tengah

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 79,56%. Sistem kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah dipasok oleh pusat-pusat pembangkit meliputi PLTU, PLTD dan PLTA/M. Tabel D2.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Sulawesi Tengah.

Tabel D2.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Tengah

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
	1. Sistem Palu-Parigi-Poso-Tentena	PLTD	BBM	PLN/Sewa	89,5	36,4	139,9
		PLTU	Batubara	IPP	66,0	61,6	
		PLTA/M	Air	PLN/Swasta	198,0	85,9	
2	Sistem Grid 20 kV						
	2. Luwuk-Toili	PLTD	BBM	PLN/Sewa	23,9	18,0	22,6
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	8,8	4,2	
	3. Ampana-Bunta	PLTD	BBM	PLN/Sewa	10,0	8,7	9,9
		PLTA/M	Air	PLN	3,3	3,2	
	4. Toli-toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	22,4	13,1	12,9
		PLTA/M	Air	PLN	1,6	1,2	
	5. Moutong - Kotaraya	PLTD	BBM	PLN/Sewa	14,4	7,5	9,2
		PLTA/M	Air	PLN	2,0	1,9	
	6. Kolonedale	PLTD	BBM	PLN/Sewa	4,1	2,8	7,1
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	5,0	5,0	
	7. Bungku	PLTD	BBM	PLN/Sewa	7,5	4,8	3,6
		PLTA/M	Air	PLN/IPP	2,0	1,8	
	8. Banggai	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5,9	5,0	3,0
	9. Leok	PLTD	BBM	PLN/Sewa	11,6	7,5	6,7
	10. Bangkir	PLTD	BBM	PLN/Sewa	3,6	3,1	2,9
	11. <i>Isolated</i> tersebar Area Palu	PLTD	BBM	PLN/Sewa	5,5	3,4	2,8
	12. <i>Isolated</i> tersebar Area Luwuk	PLTD	BBM	PLN/Sewa	14,9	10,7	7,8
	13. <i>Isolated</i> tersebar Area Toli-Toli	PLTD	BBM	PLN/Sewa	2,2	0,8	0,7
Total					502,1	286,4	229,0

D2.2 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.

Untuk pelanggan publik khususnya puskesmas, PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 4 puskesmas di 4 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Propinsi 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 2017-2026 diberikan pada Tabel D2.2.

Tabel D2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	8,47	1.151	1.271	212	632.612
2018	9,13	1.270	1.401	233	678.214
2019	10,13	1.407	1.550	257	716.835
2020	10,79	1.562	1.719	284	749.049
2021	10,76	1.731	1.905	313	774.396
2022	10,73	1.918	2.110	345	792.749
2023	10,69	2.122	2.333	380	811.419
2024	10,66	2.345	2.572	417	829.433
2025	10,63	2.589	2.833	457	848.822
2026	9,11	2.836	3.096	498	866.859
Pertumbuhan	10,11	10,5%	10,4%	9,9%	3,6%

D2.3 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 mmscf/d 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 D2.3.

Tabel D2.3 Pengembangan pembangkit Sulawesi Tengah

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Ampana	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
2	Luwuk	PLTMG	PLN	40	2018	Pengadaan
3	MPP Sulteng	PLTG/MG	PLN	60	2018	Rencana
4	Palu 3	PLTU	PLN	2x50	2019	Rencana
5	Luwuk	PLTGU	PLN	150	2020	Rencana
6	Tolitoli	PLTU	PLN	2x25	2022	Rencana
7	Buleleng	PLTM	IPP	1,2	2017	Konstruksi
8	Poso 1	PLTA	IPP	2x35	2018	Rencana
9	Halulai	PLTM	IPP	1,2	2019	<i>Committed</i>
10	Bambalo 2	PLTM	IPP	1,8	2019	Potensi
11	Dako	PLTM	IPP	1,4	2019	Potensi

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
12	Sampaga	PLTM	IPP	1,2	2019	Potensi
13	Tomasa	PLTM	IPP	10	2020	<i>Committed</i>
14	Koro Kabalo	PLTM	IPP	2,2	2020	Potensi
15	Alani	PLTM	IPP	5,6	2020	<i>Committed</i>
16	Biak (I, II, III)	PLTM	IPP	4	2020	<i>Committed</i>
17	Lobu	PLTM	IPP	5	2021	Potensi
18	Banasu	PLTM	IPP	9	2021	Potensi
19	Batu Nobota	PLTM	IPP	5	2021	Potensi
20	Kilo	PLTM	IPP	10	2021	Potensi
21	Paddumpu	PLTM	IPP	5	2021	Potensi
22	Yaentu	PLTM	IPP	10	2021	Potensi
23	Ponju	PLTM	IPP	3	2021	Potensi
24	Bengkoli	PLTM	IPP	2,5	2021	Potensi
25	Bongkasoa	PLTM	IPP	1,4	2022	Potensi
26	Pono	PLTM	IPP	6	2022	Potensi
27	Bongka	PLTA	IPP	4x70	2024/25	Rencana
28	Marana (FTP 2)	PLTP	<i>Unallocated</i>	20	2025	Rencana
29	Bora Pulu (FTP 2)	PLTP	<i>Unallocated</i>	40	2025	Rencana
	JUMLAH			901,5		

Pengembangan pembangkit di Sulawesi Tengah diprioritaskan menggunakan energi terbarukan utamanya PLTA mengingat potensinya yang sangat besar. Namun demikian, untuk menghindari 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.

Panjang saluran transmisi baru yang akan dibangun untuk kedua sistem tersebut selama periode 2017-2026 seperti ditampilkan dalam Tabel D2.4.

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 D2.4 Rencana Pengembangan Transmisi di Sulawesi Tengah

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	PLTU Tawaeli Ekspansi	TIP 24 (Talise-Parigi)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	14	2017	Konstruksi
2	PLTMG Luwuk	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Rencana
3	PLTU Palu 3	Tawaeli	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
4	Tawaeli	Talise Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2018	Rencana
5	Tolitoli	Leok	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	216	2018	Rencana
6	Tolitoli	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Rencana
7	Poso	Ampa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	248	2018	Rencana
8	Kolonedale	Tentena	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	130	2018	Rencana
9	Kolonedale	Bungku	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2018	Rencana
10	Donggala	Incomer 2 phi (Silae-Pasangkayu)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	3	2018	Rencana
11	Ampa	Bunta	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	170	2018	Rencana
12	Leok	Bolontio	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2018	Rencana
13	PLTU Palu 3	Tambu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2018	Rencana
14	Toili	Ampa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	228	2019	Rencana
15	Petobo/Talise Baru	Incomer 1 phi (Talise-Palu Baru)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2019	Rencana
16	Tambu	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2020	Rencana
17	Bunta	Luwuk	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	190	2020	Rencana
18	Sigi	Incomer 1 phi (Palu Baru - Mauro/Parigi)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2020	Rencana
19	Moutong	Bangkir	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	220	2022	Rencana
20	PLTP Borapulu (FTP2)	Incomer 2 phi (Palu Baru-Poso)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2023	Rencana
Total					2549		

Pengembangan Gardu Induk

Penambahan gardu induk baru termasuk perluasan untuk menyalurkan daya listrik ke pusat beban selama periode 2017-2026 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel D2.5.

Tabel D2.5 Rencana Pengembangan GI dan GITET di Sulawesi Tengah

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Palu Baru (IBT)	150/70 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Konstruksi
2	Palu Baru	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
3	Silae	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
4	Silae	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2017	Selesai
5	Parigi	70/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Rencana
6	Poso	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
7	Moilong/Toili	150/20 kV	<i>New</i>	20	2017	Rencana
8	Talise (IBT)	150/70 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Rencana
9	Talise	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Rencana
10	Tentena	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2017	Rencana
11	Moutong	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
12	Toli-Toli	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
13	Luwuk	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
14	Luwuk	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2018	Rencana
15	Leok/Buol	150/20 kV	<i>New</i>	20	2018	Rencana
16	Leok/Buol	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
17	Ampana	150/20 kV	<i>New</i>	20	2018	Rencana
18	Ampana	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Rencana
19	Bangkir	150/20 kV	<i>New</i>	20	2018	Rencana
20	Tawaeli	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
21	Kolonedale	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
22	Bunta	150/20 kV	<i>New</i>	20	2018	Rencana
23	Bungku	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
24	Donggala	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
25	Silae	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2019	Rencana
26	Tambu	150/20 kV	<i>New</i>	20	2019	Rencana
27	Petobo	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
28	Mauro/Parigi New	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
29	Sigi	150/20 kV	<i>New</i>	30	2020	Rencana
30	Moilong/Toili	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2022	Rencana
31	Toli-Toli	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2023	Rencana
32	Tambu	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2024	Rencana
33	Ampana	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2024	Rencana
34	GITET Bungku	275/150 kV	<i>New</i>	90	2024	Rencana
35	Moutong	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2026	Rencana
36	Leok/Buol	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2026	Rencana
37	Tambu	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2026	Rencana
Total				1200		

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 2026, jaringan distribusi yang akan dibangun ditunjukkan dalam Tabel D2.6.

Tabel D2.6 Rencana Pengembangan Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	271	129	45	70.261
2018	-	330	193	56	45.602
2019	-	336	193	61	38.620
2020	-	326	187	68	32.214
2021	-	303	177	69	25.347
2022	-	252	123	67	18.353
2023	-	184	94	67	18.669
2024	-	147	74	65	18.014
2025	-	116	65	70	19.389
2026	-	124	69	63	18.037
2017-2026	-	2.389	1.304	631	304.508

Rincian kebutuhan fisik dan investasi untuk pengembangan listrik perdesaan dapat dilihat pada tabel-tabel berikut:

Tabel D2.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	311	101	6	100	-	14.017
2018	1.103	718	28	508	2.500	45.968
2019	374	181	6	170	-	49.443
2020	156	79	5	133	-	5.638
2021	157	79	5	133	-	5.659
2022	156	79	5	133	-	5.629
2023	156	79	5	133	-	5.629
2024	155	79	5	132	-	5.605
2025	156	79	5	132	-	5.613
2026	156	79	5	132	-	5.613

Tabel D2.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	158.647	13.564	11.831	-	184.043
2018	563.308	96.123	59.914	6.300	725.645
2019	198.168	48.406	25.130	-	271.704
2020	78.900	15.510	13.153	-	107.563
2021	79.195	15.567	13.202	-	107.964
2022	78.785	15.487	13.133	-	107.405
2023	78.785	15.487	13.133	-	107.405
2024	78.451	15.421	13.078	-	106.950
2025	78.557	15.442	13.095	-	107.095
2026	78.557	15.442	13.095	-	107.095

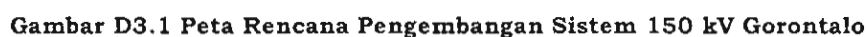
D2.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2026 diperlihatkan pada Tabel D2.9.

Tabel D2.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.151	1.271	212	1	350	14
2018	1.270	1.401	233	106	440	1.727
2019	1.407	1.550	257	176	110	238
2020	1.562	1.719	284	22	30	310
2021	1.731	1.905	313	200	0	0
2022	1.918	2.110	345	57	30	220
2023	2.122	2.333	380	0	30	40
2024	2.345	2.572	417	140	120	0
2025	2.589	2.833	457	200	0	0
2026	2.836	3.096	498	0	90	0
Jumlah				902	1.200	2.549

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. Tabel D3.1 berikut adalah rincian pembangkit eksisting di Provinsi Gorontalo. sedangkan Gambar D3.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Gorontalo dan rencana pengembangannya.



Sistem kelistrikan tersebut dipasok dari beberapa pembangkit di Provinsi Gorontalo sebagai bagian dari sistem interkoneksi Sulbagut meliputi PLTD, PLTM dan PLTU. 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 D3.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Gorontalo

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Interkoneksi 150/70 kV						
	1. Gorontalo	PLTD	BBM	PLN/Sewa	49,5	24,1	83,5
		PLTM	Air	PLN/IPP	3,5	2,9	
		PLTU	Batubara	IPP	21,0	21,0	
		PLTS	Surya	PLN/IPP	2,0	1,8	
		PLTG	BBM	PLN	100,0	100,0	
Total					176,0	149,8	83,5

D3.2 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 7,5% 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 jumlah rumah tangga berlistrik PLN, kebutuhan listrik 2017-2026 diperkirakan akan tumbuh seperti ditunjukkan pada Tabel D3.2.

Tabel D3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6,9	504	557	93	245.786
2018	7,4	565	623	104	260.483
2019	8,2	637	701	116	275.591
2020	8,8	721	793	131	291.096
2021	8,7	807	888	146	300.261
2022	8,7	898	988	162	305.672
2023	8,7	1.000	1.100	179	312.179
2024	8,7	1.113	1.221	198	318.786
2025	8,6	1.234	1.351	218	323.383
2026	8,6	1.369	1.495	240	329.089
Pertumbuhan	8,3	11,7%	11,6%	11,1%	3,3%

Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 10 puskesmas di 10 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Propinsi Gorontalo.

D3.3 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 peaker² untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sampai dengan tahun 2026, tambahan kapasitas seperti ditampilkan pada Tabel D3.3.

Mengenai rencana pengembangan tenaga air yang merupakan energi bersih terbarukan, selain dari yang sudah terdaftar dalam Tabel D3.3, 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.

Tabel D3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Gorontalo (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2017	Konstruksi
2	Gorontalo	PLTS	IPP	10	2018	Rencana
3	Sulbagut 1	PLTU	IPP	2x50	2019	<i>Committed</i>
4	Iya	PLTM	IPP	2	2020	<i>Committed</i>
5	Bone	PLTM	IPP	7,4	2021	Potensi
6	Suwawa	PLTP	IPP	20	2024	Rencana
JUMLAH				189,4		

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 D3.4.

Peta rencana pengembangan transmisi 150 kV sistem Gorontalo sebagaimana ditunjukkan pada Gambar D3.4.

Tabel B.8-4. Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	DARI	KE	TEGANGAN	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Bolontio	PLTU Anggrek	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	70	2018	Rencana
2	Marisa	Moutong	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2020	Rencana
3	Botupingge	Suwawa	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2024	Rencana
	Total				280		

Pengembangan Gardu Induk

Sampai dengan tahun 2026, pengembangan gardu induk di Provinsi Gorontalo dapat dilihat pada Tabel D3.5.

² Berbahan bakar gas LNG

Tabel D3.5 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Anggrek (PLTU Gorontalo)	150/20 kV	<i>Upr</i>	20	2017	Konstruksi
2	Botupingge	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
3	Isimu	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2017	Rencana
4	Gorontalo Baru	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
5	Tilamuta	150/20 kV	<i>New</i>	30	2018	Rencana
6	Bolontio	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2018	Konstruksi
7	Bolontio	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
8	Marisa	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2020	Rencana
9	Botupingge	150/20 kV	<i>Ext LB</i>	2 LB	2022	Rencana
10	Marisa	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2023	Rencana
11	Gorontalo Baru	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2023	Rencana
	Total			350		

Pengembangan Distribusi

Sampai dengan tahun 2026 direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 89 ribu sambungan. Untuk mendukung rencana tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melistriki daerah perdesaan seperti ditampilkan dalam Tabel D3.6.

Tabel D3.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	119	57	38	5.809
2018	-	150	88	50	14.697
2019	-	157	90	54	15.107
2020	-	156	90	61	15.506
2021	-	148	86	63	9.164
2022	-	124	60	61	5.411
2023	-	91	46	61	6.506
2024	-	73	37	59	6.607
2025	-	58	32	65	4.597
2026	-	63	35	59	5.706
2017-2026	-	1.139	622	571	89.112

Tabel D3.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	41	53	4	55	-	2.295
2018	137	253	11	159	-	8.817
2019	14	80	3	36	-	26.563
2020	14	80	3	36	-	26.563
2021	14	80	3	36	-	26.563
2022	14	80	3	36	-	26.563
2023	14	80	3	36	-	26.563
2024	14	80	3	36	-	26.563

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2025	14	80	3	36	-	26.563
2026	14	80	3	36	-	26.563

Tabel D3.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	20.935	7.062	6.705	-	34.702
2018	70.172	33.832	19.645	-	123.649
2019	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2020	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2021	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2022	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2023	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2024	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2025	7.622	42.319	6.125	-	56.066
2026	7.622	42.319	6.125	-	56.066

D3.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 adalah seperti tersebut dalam Tabel D3.9.

Tabel D3.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	504	557	93	50	140	0
2018	565	623	104	10	90	70
2019	637	701	116	100	30	0
2020	721	793	131	2	0	180
2021	807	888	146	7	0	0
2022	898	988	162	0	0	0
2023	1.000	1.100	179	0	90	0
2024	1.113	1.221	198	20	0	30
2025	1.234	1.351	218	0	0	0
2026	1.369	1.495	240	0	0	0
Jumlah				189	350	280

LAMPIRAN D.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI SELATAN

D4.1 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 (*Sulbagsef*), dipasok dari PLTU, PLTA, PLTG/GU, PLTD dan PLTMH. Transmisi 275 kV digunakan untuk transfer energi dari PLTA Poso ke sistem Sulselbar melalui GI Palopo. Sedangkan sistem kecil isolated 20 kV dan 220 Volt di pulau-pulau seperti di Kabupaten Selayar, Kabupaten Pangkep, dipasok dari PLTD setempat. Sistem kelistrikan di Kabupaten Selayar dan pulau-pulau di Kabupaten Pangkep, dilayani PLTD BBM dan sebagian dilayani oleh PLTM. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada Tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Selatan adalah sebesar 88,30%. Tabel D4.1 berikut adalah rincian pembangkit existing di Provinsi Sulawesi Selatan, sedangkan Gambar D4.1 adalah peta sistem kelistrikan eksisting Provinsi Sulawesi Selatan dan rencana pengembangannya.



Gambar D4.1 Peta Sistem Kelistrikan Sulsel

Tabel D4.1 Sistem Kelistrikan Provinsi Sulawesi Selatan

No	Sistem/Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (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	19,4
		Sawitto	PLTM	Air	PLN	1,6	1,0
		Balla Mamasa	PLTM	Air	PLN	0,7	0,5
		Kalukku mamuju	PLTM	Air	PLN	1,4	0,0
		Bonehau mamasa	PLTM	Air	PLN	4,0	0,0
		Budong2 mamuju	PLTM	Air	PLN	2,0	0,0
		Barru #1	PLTU	Batubara	PLN	50,0	40,0
		Barru #2	PLTU	Batubara	PLN	50,0	40,0
		Westcan	PLTG	BBM	PLN	0,0	0,0
		Alsthom 1	PLTG	BBM	PLN	0,0	0,0
		Alsthom 2	PLTG	BBM	PLN	0,0	0,0
		GE 1	PLTG	BBM	PLN	33,4	25,0
		GE 2	PLTG	BBM	PLN	33,4	28,0
		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	8,0
		GT 11	PLTG	Gas	IPP	42,5	36,0
		GT 12	PLTG	Gas	IPP	42,5	36,0
		ST 18	PLTGU	CC Gas	IPP	50,0	38,0
		GT 21	PLTG	Gas	IPP	60,0	50,0
		GT 22	PLTG	Gas	IPP	60,0	50,0
		ST 28	PLTGU	CC Gas	IPP	60,0	50,0
		Suppa	PLTD	BBM	IPP	62,2	51,5
		Jeneponto#1	PLTU	Batubara	IPP	125,0	100,0
		Jeneponto#2	PLTU	Batubara	IPP	125,0	100,0
		Tangka Manipi Sinjai	PLTM	Air	IPP	10,0	10,0
		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	0,0
		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	4,0	4,0
2	Total Sistem Sulsel				1.340,6	1.035,4	934,0
	Isolated	Selayar	PLTD	BBM	PLN	10,1	6,8
		Malili (PT Vale excess Power)	PLTA	Air	Sewa	8,0	8,0

No	Sistem/Pembangkit	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
	Total Sistem Sulsel				18,1	14,8	14,3
	Total				1.358,7	1.050,2	948,3

D4.2 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 7,7% 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. Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka 22. PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 25 puskesmas di 21 Kecamatan yang tersebar di satu kabupaten di Provinsi Sulawesi Selatan.

Penjualan listrik di Provinsi Sulawesi Selatan dalam beberapa tahun terakhir tumbuh sekitar 8,5% 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 2017–2026 diberikan pada Tabel D4.2.

Tabel D4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	7,7	6.180	6.879	1.150	1.951.578
2018	8,3	7.022	7.807	1.299	2.037.508
2019	9,3	8.082	8.975	1.487	2.122.435
2020	9,9	9.854	10.935	1.804	2.211.553
2021	9,8	11.127	12.340	2.027	2.261.716
2022	9,8	12.255	13.591	2.223	2.310.272
2023	9,8	13.151	14.576	2.374	2.352.822
2024	9,7	14.621	16.167	2.621	2.394.807
2025	9,7	16.268	17.945	2.898	2.438.872
2026	9,6	17.410	19.159	3.080	2.484.666
Pertumbuhan	9,4	12,3%	12,1%	11,7%	2,7%

D4.3 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 ².

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 Bakar-II, PLTA Poko dan PLTA Malea.

² Sumber: informasi dari Dinas Pertambangan dan Energi Provinsi Sulsel.

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 di Maros. Beban di Sulsel juga akan dipenuhi dari beberapa pembangkit PLTA antara lain 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 lainnya. Disamping itu akan dikembangkan pembangkit EBT lain seperti PLTB di Sidrap dan Jeneponto. Mengingat besarnya potensi angin di Jeneponto dan kebutuhan listrik yang cukup besar, pengembangan lebih lanjut dari PLTB Jeneponto sebesar 60 MW masih memungkinkan.

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 hingga tahun 2026 ditampilkan pada Tabel D4.3 berikut:

Tabel D4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit di Provinsi Sulsel

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	MPP Sulselbar	PLTG/MG	PLN	120	2017	Rencana
2	Punagaya (FTP2)	PLTU	PLN	2x100	2017/18	Konstruksi
3	Selayar	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
4	Sulsel Barru 2	PLTU	PLN	1x100	2019	Pengadaan
5	Makassar	PLTG/MG/GU/MGU	PLN	450	2019/20	Rencana
6	Poko	PLTA	PLN	2x65	2021	Rencana
7	Selayar 2	PLTMG	PLN	10	2021	Rencana
8	Sulsel 2	PLTU	PLN	2x200	2020	Rencana
9	Bakaru 2	PLTA	PLN	2x70	2021	Rencana
10	Sulsel	PLTGU	PLN	450	2022	Rencana
11	Bungin III	PLTM	IPP	5	2017	Konstruksi
12	Bantaeng-1	PLTM	IPP	4,2	2017	Konstruksi
13	Wajo	PLTMG	IPP	20	2018	Pengadaan
14	Belajen	PLTM	IPP	8,3	2018	Konstruksi
15	Jeneponto 2	PLTU	IPP	2x125	2018/19	Committed
16	Selayar	PLTB	IPP	5	2019	Potensi
17	Sidrap	PLTBM	IPP	10	2019	Rencana
18	Jeneponto	PLTB	IPP	60	2019	Committed
19	Bambahu	PLTM	IPP	0,3	2019	Potensi
20	Makassar	PLTSA	IPP	10	2019	Rencana
21	Pongbatik	PLTM	IPP	3	2020	Committed
22	Malea (FTP 2)	PLTA	IPP	2x45	2020	Pengadaan
23	Sidrap	PLTB	IPP	70	2020	Committed
24	Bontotene (Takapala)	PLTM	IPP	1,7	2020	Potensi
25	Ma'dong	PLTM	IPP	10	2020	Potensi
26	Kahaya	PLTM	IPP	4	2021	Potensi
27	Rongkong	PLTM	IPP	8,1	2021	Potensi

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
28	Eremerasa	PLTM	IPP	1,2	2021	Potensi
29	Kondongan	PLTM	IPP	3,5	2022	Potensi
30	Pasui	PLTM	IPP	1,9	2022	Potensi
31	Mallawa	PLTM	IPP	5	2022	Potensi
32	Baliase	PLTM	IPP	9	2022	Potensi
33	Malua	PLTM	IPP	4,6	2022	Potensi
34	Salu Uro	PLTA	IPP	2x47.5	2022	Rencana
35	Kalaena 1	PLTA	IPP	2x37.5	2022	Rencana
36	Pasui-2	PLTM	IPP	6,4	2022	Potensi
37	Pongkeru	PLTA	IPP	50	2023	Rencana
38	Seko 1	PLTA	IPP	3x160	2023/24	Rencana
39	Tumbuan 1	PLTA	IPP	2x150	2024/25	Rencana
40	Bonto Batu	PLTA	IPP	2x50	2025	Rencana
41	Buttu Batu	PLTA	IPP	2x100	2025	Rencana
	JUMLAH			3.901		

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*. Ruas transmisi yang direncanakan akan dibangun dapat dilihat pada Tabel D4.4.

Tabel D4.4 Rencana Pengembangan Transmisi

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KM S	COD	STATUS
1	Keera	Incomer 1 phi Sengkang-Siwa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	13	2017	Konstruksi
2	Siwa	Palopo	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	180	2017	Konstruksi
3	Daya Baru	Incomer 2 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	16	2017	Rencana
4	Panakukang baru/Bolangi (New)	Incomer 1 phi (Maros-Sungguminasa)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	2	2017	Konstruksi
5	Sungguminasa	Lanna	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2017	Rencana
6	Sengkang	Siwa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	133	2017	Konstruksi
7	Wotu	Incomer 2 phi (Tentena-Papolo)	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	3	2017	Pengadaan

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KM S	COD	STATUS
8	Wotu	Malili	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	82	2017	Konstruksi
9	Wotu	Masamba	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2018	Pengadaan
10	KIMA Makassar	Daya Baru	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	28	2017	Rencana
11	Malili	Lasusua	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	290	2017	Konstruksi
12	PLTGU Makassar	Maros	150 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	10	2018	Rencana
13	PLTU Sulsel Baru 2	Incomer 2 phi (Sidrap-Maros)	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	5	2018	Rencana
14	KIMA Maros	Maros	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	12	2018	Rencana
15	Maros	Tallo Lama	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
16	Punagaya	Bantaeng (Smelter)	150 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	60	2018	Rencana
17	PLTU Jeneponto 2	Punagaya	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	4	2018	Konstruksi
18	Makale	Rantepao	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2018	Rencana
19	Bulukumba	Ujungloe	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2019	Rencana
20	Punagaya	Tanjung Bunga	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	90	2018	Rencana
21	Tanjung Bunga	Bontoala	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 400 mm	12	2018	Rencana
22	PLTA Malea	Makale	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	30	2020	Rencana
23	Enrekang	PLTA Bakaru II	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	50	2020	Rencana
24	Enrekang	Sidrap	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	80	2022	Rencana
25	Enrekang	Palopo	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	160	2022	Rencana
26	Sidrap	Daya Baru	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	350	2022	Rencana
27	PLTA Kalaena 1	Wotu	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	44	2022	Rencana
28	Daya Baru	Punagaya	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	140	2024	Rencana
29	PLTA Bonto Batu	Incomer 2 phi (Makale-Sidrap)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2024	Rencana
30	GITET Wotu	GITET Bungku	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	260	2024	Rencana
	Total				2320		

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 sebagaimana dirinci pada Tabel D4.5.

Tabel D4.5 Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGA N	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Palopo	150/20 kV	Ext	30	2017	Pengadaan
2	Malili + 4 LB	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
3	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
4	Sengkang, Ext LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2017	Selesai
5	Bulukumba	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
6	Keera	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
7	Daya Baru/Pattalasang + 4 LB	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
8	Enrekang - (GI baru) + 2LB	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
9	Wotu - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2017	Pengadaan
10	Lanna	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
11	KIMA Makassar	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
12	Panakkukang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
13	Tanjung Bunga	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
14	Masamba	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
15	Bantaeng (Smelter)	150/20 kV	New	8 LB	2017	Konstruksi
16	Sungguminasa	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
17	GITET Wotu	275/150 kV	New	90	2017	Pengadaan
18	Siwa, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2018	Konstruksi
19	Siwa	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
20	Maros	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
21	Punagaya	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
22	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Ext	120	2018	Rencana
23	Tallasa	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
24	Pangkep	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
25	Belopa	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
26	GITET Wotu (IBT) 2*90MVA	275/150 kV	Ext 2 Dia	180	2019	Rencana
27	KIMA Maros	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
28	Pinrang	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
29	Tanjung Bunga, Ext 2 LB	150 kV	Ext LB	2 LB	2019	Rencana
30	Pare-Pare	150/20 kV	Ext	30	2019	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGA N	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
31	Rantepao	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
32	Libureng	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
33	Sengkang	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
34	Ujungloe	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
35	Tello	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
36	Tanjung Bunga	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
37	Makale, Ext 2 LB (arah PLTA)	150 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
38	Sidrap	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
39	Sinjai	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
40	Palopo	150/20 kV	Ext	120	2021	Rencana
41	Bakaru, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2021	Rencana
42	Bontoala (GIS)	150/20 kV	Ext	120	2021	Rencana
43	Bone	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
44	Enrekang - IBT	275/150 kV	New 4 Dia	300	2022	Rencana
45	Enrekang - IBT (arah Bakaru II)	275 kV	Ext Dia	Ext Diameter	2022	Rencana
46	Sidrap - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana
47	Maros/Daya Baru - IBT	275/150 kV	New	300	2022	Rencana
48	Bantaeng/JNP - IBT	275/150 kV	New	200	2022	Rencana
49	Panakkukang	150/20 kV	Ext	120	2022	Rencana
50	Lanna	150/20 kV	Ext	60	2022	Rencana
51	Siwa	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
52	Bantaeng	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
53	Sidrap, Ext 2 LB	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
54	Barru	150/20 kV	Ext	30	2024	Rencana
55	Tello	150/20 kV	Ext	120	2024	Rencana
56	Pinrang	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
57	GITET Wotu (arah Seko&Bungku)	275 kV	Ext 2 Dia	Ext 2 Diameter	2024	Rencana
58	Makale	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
59	Tanjung Bunga	150/20 kV	Ext	120	2024	Rencana
60	Sungguminasa	150/20 kV	Ext	120	2024	Rencana
61	Soppeng	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
62	KIMA Makassar	150/20 kV	Ext	60	2025	Rencana
63	Enrekang	150/20 kV	Ext	20	2025	Rencana
64	Maros	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
65	Bontoala (GIS)	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGA N	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
66	Malili	150/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
67	Wotu	150/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
68	Panakukang Baru/Bolangi	150/20 kV	Ext	120	2026	Rencana
69	Daya Baru/Pattalasang	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
70	Tallo Lama	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	Total			4530		

Pengembangan Distribusi

Selaras dengan penambahan pelanggan dan penggantian infrastruktur distribusi yang rusak, diperlukan pembangunan jaringan distribusi tegangan menengah, tegangan rendah dan penambahan trafo di gardu-gardu distribusi. Tabel D4.6 memperlihatkan rincian pengembangan distribusi yang telah termasuk rencana pengembangan listrik perdesaan. Untuk rincian pengembangan listrik perdesaan sendiri diperlihatkan pada Tabel D4.7 dan D4.8.

Tabel D4.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	1.266	510	464	72915
2018	-	1.759	602	551	85930
2019	-	1.718	594	659	84927
2020	-	1.892	624	764	89118
2021	-	599	351	834	50162
2022	-	562	340	910	48556
2023	-	431	298	995	42550
2024	-	420	294	1.087	41985
2025	-	462	308	1.189	44066
2026	-	499	321	1.293	45793
2017-2026	-	9.609	4.242	8.746	606.002

Tabel D4.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribuan)
			MVA	unit		
2017	1.044	727	6	369	-	26.400
2018	1.164	936	27	731	-	33.125
2019	440	348	6	99	-	7.634
2020	478	395	9	349	-	17.090
2021	227	243	8	293	-	9.334
2022	229	245	8	295	-	9.398
2023	229	245	8	295	-	9.398
2024	231	247	8	284	-	9.500
2025	232	248	8	279	-	9.541

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2026	232	248	8	279	-	9.541

Tabel D4.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	390.340	155.702	59.018	-	605.061
2018	634.978	226.227	251.533	-	1.112.738
2019	194.584	75.099	19.022	-	288.705
2020	276.805	112.731	81.279	-	470.815
2021	64.804	30.436	26.436	-	121.675
2022	65.251	30.646	26.618	-	122.516
2023	65.251	30.646	26.618	-	122.516
2024	65.961	30.979	26.908	-	123.848
2025	66.242	31.112	27.023	-	124.377
2026	66.242	31.112	27.023	-	124.377

D4.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah sebagaimana terdapat dalam Tabel D4.9.

Tabel D4.9 Ringkasan

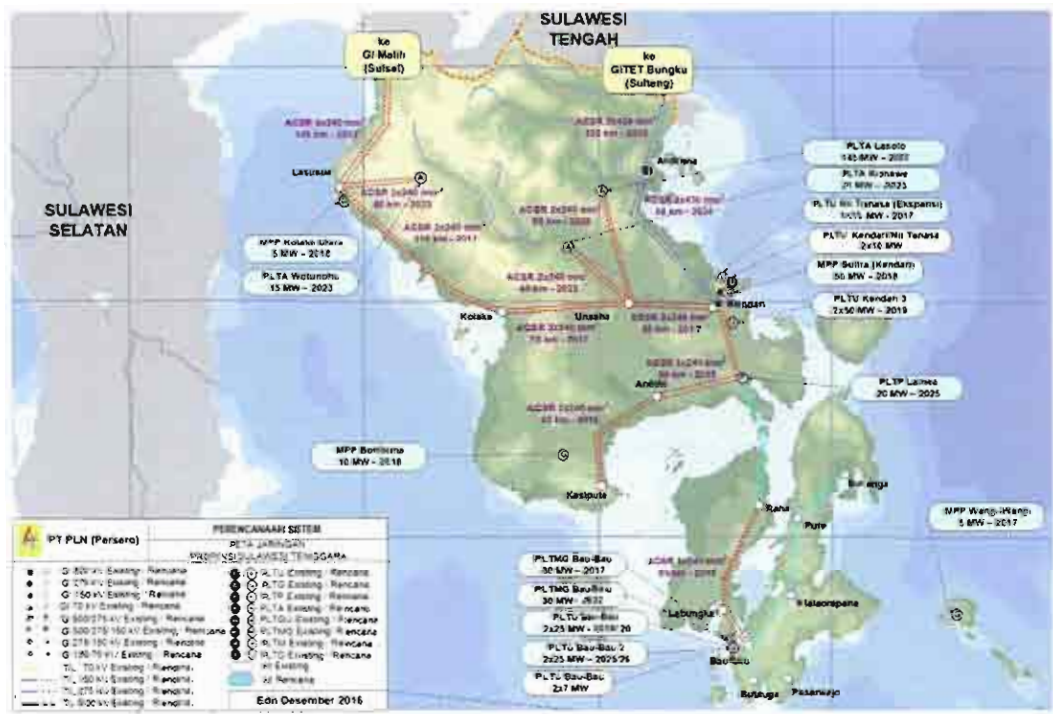
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	6.180	6.879	1.150	229	750	767
2018	7.022	7.807	1.299	263	360	353
2019	8.082	8.975	1.487	610	570	80
2020	9.854	10.935	1.804	725	120	80
2021	11.127	12.340	2.027	341	300	0
2022	12.255	13.591	2.223	602	1.240	634
2023	13.151	14.576	2.374	520	120	0
2024	14.621	16.167	2.621	310	510	406
2025	16.268	17.945	2.898	300	140	0
2026	17.410	19.159	3.080	0	420	0
Jumlah				3.901	4.530	2.320

LAMPIRAN D.5

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI TENGGARA

D5.1 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. Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangan sistem kelistrikan Sulawesi Tenggara ditunjukkan pada Gambar D5.1.



PLTS Kapota 200 kWp dan PLTS Kabaena 400 kWp. Sedang pada tahun 2013, telah beroperasi PLTM Mikuasi.

Rincian pembangkit terpasang pada sistem 70 kV dan sistem 20 kV seperti ditunjukkan pada Tabel D5.1.

Tabel D5.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Kendari	PLTU/PLTD	Batubara/BBM	PLN	112,2	82,4	83,3
2	Lambuya	PLTD	BBM	PLN	17,4	13,1	13,3
3	Kolaka	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	27,0	18,9	16,1
4	Raha	PLTD	BBM	PLN	11,8	10,5	11,3
5	Bau-Bau	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	36,5	29,6	26,7
6	Wangi-Wangi	PLTD	BBM	PLN	5,7	4,9	3,4
7	Lasusua	PLTD/PLTM	BBM/Air	PLN	9,2	6,4	7,0
8	Bombana	PLTD	BBM	PLN	9,2	6,5	6,2
9	Ereke	PLTD	BBM	PLN	4,1	2,6	1,6
Total					233,1	174,9	169,0

D5.2 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 7,84% per tahun. Sejalan dengan itu pertumbuhan pemakaian energi listrik dalam periode yang sama meningkat rata-rata 13% per tahun. Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Sulawesi Tenggara masih sebesar 68,84%, sehingga potensi pelanggan rumah tangga baru masih banyak. Selain itu, sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 5 puskesmas di 5 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Provinsi Sulawesi Tenggara.

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 D5.2.

Tabel D5.2. Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6,69	900	993	216	487.674
2018	7,22	1.019	1.123	243	532.291
2019	8,01	1.140	1.256	271	577.042
2020	8,53	1.271	1.398	299	623.519
2021	8,50	1.400	1.539	328	658.708
2022	8,48	1.520	1.671	354	675.855
2023	8,45	1.643	1.805	380	693.007
2024	8,43	1.773	1.944	407	709.305
2025	8,40	1.915	2.094	436	727.672
2026	8,33	2.066	2.254	467	742.995
Pertumbuhan	8,10	9,7%	9,5%	8,9%	4,8%

D5.3 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 diselenggarakan 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 2017–2026, di Provinsi Sulawesi Tenggara akan dibangun pembangkit baru 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 D5.3.

Tabel D5.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Lapai 2	PLTM	PLN	2x2	2017	Konstruksi
2	Kendari (Ekspansi)	PLTU	PLN	1x10	2017	Konstruksi
3	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2017	Pengadaan
4	MPP Sultra (Kendari)	PLTG/MG	PLN	50	2018	Pengadaan
5	MPP Wangi-Wangi	PLTG/MG	PLN	5	2018	Pengadaan
6	MPP Bombana	PLTG/MG	PLN	10	2018	Pengadaan
7	MPP Kolaka Utara	PLTG/MG	PLN	5	2018	Pengadaan
8	Lapai 1	PLTM	PLN	2x2	2019	Rencana
9	Riorita	PLTM	PLN	2x0.5	2019	Rencana
10	Wangi-Wangi	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
11	Bau-Bau	PLTMG	PLN	30	2022	Rencana
12	Konawe	PLTA	PLN	21	2023	Rencana
13	Watunohu	PLTA	PLN	15	2023	Rencana
14	Kendari 3	PLTU	IPP	2x50	2019	Pengadaan
15	Lasolo	PLTA	IPP	2x72.5	2023	Rencana
16	Bau-Bau	PLTU	IPP	2x25	2019/20	Rencana
17	Lainea	PLTP	Unallocated	2x10	2025	Rencana
18	Bau-Bau	PLTU	Unallocated	2x25	2025/26	Rencana
JUMLAH				560		

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 menginterkoneksi 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 beberapa 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.

Rencana pembangunan transmisi selama periode 2017-2026 terdapat dalam Tabel D5.4.

Tabel D5.4 Rencana Pengembangan Transmisi

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KM S	COD	STATUS
1	Lasusua	Kolaka	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	232	201 7	Konstruksi
2	Kolaka	Unaaha	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	201 7	Konstruksi
3	Unaaha	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	201 7	Konstruksi
4	Kendari 150 kV	Kendari 70 kV / Puuwatu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	201 7	Rencana
5	Raha	Bau-Bau	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	170	201 8	Rencana
6	PLTU Kendari 3	Kendari 150 kV	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	201 8	Rencana
7	Kendari 150 kV	Andolo	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	180	201 8	Rencana
8	Andolo	Kasipute	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	84	201 8	Rencana
13	PLTA Lasolo	Unaaha	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	202 2	Rencana
9	PLTA Konawe	Unaaha	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	202 3	Rencana
10	PLTA Watunohu 1	Lasusua	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	202 3	Rencana
11	GITET Bungku	GITET Andowia	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	260	202 4	Rencana
12	GITET Andowia	GITET Kendari	275 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	135	202 4	Rencana
	Total				165 1		

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 2017-2026 akan dibangun gardu Induk baru 150/20 kV, GITET 275/150 kV dan IBT

150/70 kV. Rencana pengembangan gardu induk selama periode 2017-2026 dapat dilihat pada Tabel D5.5.

Tabel D5.5 Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Kolaka, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2017	Konstruksi
2	Unaaha + 4 LB	150/20 kV	New	60	2017	Konstruksi
3	Kendari - IBT 2x31,5 MVA	150/70 kV	New	60	2017	Konstruksi
4	Kendari 150 kV	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
5	Kolaka - (GI Baru) + 2 LB	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
6	Lasusua - (GI Baru) + 4 LB	150/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
7	Kendari, Ext 4 LB	150 kV	Ext 4 LB	4 LB	2017	Konstruksi
8	Kolaka	150/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
9	Kendari 150 kV	150/20 kV	New	30	2018	Konstruksi
10	Bau Bau	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
11	Andolo	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
12	Kasipute	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
13	Kendari - IBT 1x31,5 MVA	150/70 kV	Ext	31,5	2019	Rencana
14	Raha	150/20 kV	New	60	2019	Rencana
15	Nii Tanasa	150/20 kV	Ext	20	2020	Rencana
16	Bau Bau	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
17	Raha	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
18	Lasusua	150/20 kV	Ext	30	2021	Rencana
19	GITET Andowia	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
20	GITET Kendari	275/150 kV	New	90	2024	Rencana
21	Kendari	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
22	Kolaka	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	Total			981,5		

Pengembangan Jaringan Distribusi

Untuk memenuhi kebutuhan listrik Provinsi Sulawesi Tenggara hingga tahun 2026, direncanakan penambahan pelanggan baru sekitar 346 ribu pelanggan. Untuk menunjang penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk melayani perdesaan, yaitu JTM, JTR dan trafo seperti ditampilkan dalam Tabel D5.6.

Tabel D5.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM Kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	5.031	634	284	90.552
2018	-	1.222	312	132	44.618
2019	-	1.229	313	176	44.751
2020	-	1.325	325	176	46.477
2021	-	760	246	148	35.189
2022	-	180	120	106	17.147
2023	-	181	120	125	17.152
2024	-	163	114	126	16.297
2025	-	207	129	142	18.367
2026	-	144	107	138	15.323
2017-2026	-	10.442	2.421	1.555	345.873

Untuk pengembangan listrik perdesaan sendiri dibutuhkan infrastruktur distribusi serta investasi seperti pada table berikut:

Tabel D5.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	486	314	5	165	-	21.127
2018	661	750	31	624	-	32.393
2019	72	87	2	38	-	4.562
2020	377	435	10	384	-	22.346
2021	129	353	4	102	-	4.365
2022	128	350	4	101	-	4.329
2023	128	350	4	101	-	4.329
2024	127	348	4	101	-	4.302
2025	126	344	4	100	-	4.263
2026	126	344	4	100	-	4.263

Tabel D5.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	236.149	54.420	28.827	-	319.396
2018	370.452	162.412	125.769	-	658.633
2019	34.861	16.399	27.814	-	79.074
2020	211.335	94.137	84.048	-	389.520
2021	63.099	20.295	9.941	-	93.335
2022	62.571	20.126	9.857	-	92.555
2023	62.571	20.126	9.857	-	92.555
2024	62.190	20.003	9.797	-	91.991
2025	61.620	19.820	9.707	-	91.147
2026	61.620	19.820	9.707	-	91.147

D5.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi Provinsi Sulawesi Tenggara tahun 2017–2026 adalah seperti pada Tabel D5.9.

Tabel D5.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	900	993	216	44	240	522
2018	1.019	1.123	243	70	180	474
2019	1.140	1.256	271	130	92	0
2020	1.271	1.398	299	35	140	0
2021	1.400	1.539	328	0	30	0
2022	1.520	1.671	354	30	0	100
2023	1.643	1.805	380	181	0	160
2024	1.773	1.944	407	0	180	395
2025	1.915	2.094	436	45	0	0
2026	2.066	2.254	467	25	120	0
Jumlah				560	982	1.651

LAMPIRAN D.6

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI SULAWESI BARAT

D6.1 Kondisi Kelistrikan Saat Ini

Kebutuhan tenaga listrik Provinsi Sulawesi Barat saat ini sebagian 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 76,91%. Peta kelistrikan saat ini dan rencana pengembangannya di Provinsi Sulawesi Barat dapat dilihat pada Gambar D6.1.



Gambar D6.1. 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 D6.1.

Tabel D6.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Mamuju	PLTD	BBM	PLN	-	-	-
2	<i>Isolated</i>						
	1. Mambi	PLTD	BBM	PLN	8,07	7,18	6,28
	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			
	7. Sarjo	PLTD	BBM	PLN			
Total					8,07	7,18	6,28

D6.2 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 rata-rata 8,5%.

Dengan pertumbuhan konsumsi listrik dalam lima tahun terakhir yang mencapai rata-rata 14,7% per tahun dan memperhatikan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk serta peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, proyeksi kebutuhan listrik tahun 2017-2026 diberikan pada Tabel D6.2.

Tabel D6.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik Provinsi Sulawesi Barat

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	7,7	311	346	62	220.462
2018	8,3	340	376	67	238.250
2019	9,2	376	412	73	256.085
2020	9,9	417	455	80	274.758
2021	9,8	461	501	88	287.651
2022	9,8	510	554	97	305.248
2023	9,8	564	612	106	322.992
2024	9,7	622	675	117	340.915
2025	9,7	685	744	128	359.031
2026	9,6	754	819	140	377.342
Pertumbuhan	9,4	10,36%	10,04%	9,53%	6,16%

Sebagai komitmen PLN untuk mendukung program pemerintah, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 49 puskesmas di 36 Kecamatan yang tersebar di 3 kabupaten di Propinsi Sulawesi Barat.

D6.3 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 memadai dan berkualitas.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026 di Provinsi Sulawesi Barat direncanakan akan dibangun pembangkit dengan rincian sesuai Tabel D6.3.

Tabel D6.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Mamuju	PLTU	IPP	2x25	2017	Konstruksi
2	Tabulahan	PLTA	IPP	2x10	2023	Rencana
3	Masupu	PLTA	IPP	2x17.5	2023	Rencana
JUMLAH				105		

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 Bakar. 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.

Pengembangan transmisi di Provinsi Sulbar untuk periode 2017-2026 diperlihatkan pada Tabel D6.4.

Tabel D6.4 Rencana Pengembangan Transmisi 150 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Pasangkayu	Silae	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	90	2017	Konstruksi
2	PLTU Mamuju (FTP2)	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	8,4	2017	Konstruksi
3	Mamuju	Mamuju Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	74,2	2017	Konstruksi
4	Mamuju Baru	Topoyo	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	108,2	2017	Konstruksi
5	Topoyo	Pasangkayu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	255	2017	Konstruksi
6	PLTA Salu Uro	Mamuju Baru	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	110	2022	Rencana
7	Polman	Mamasa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	80	2019	Rencana
8	PLTA Poko	Bakaru II	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	40	2021	Rencana
9	PLTA Poko	PLTA Salu Uro	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	240	2021	Rencana
10	PLTA Salu Uro	Wotu	275 kV	2 cct, ACSR 4xZebra	300	2022	Rencana
	Total				1305,8		

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.

Pengembangan gardu induk untuk 10 tahun kedepan di Provinsi Sulbar dirinci pada Tabel D6.5.

Tabel D6.5 Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
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
5	Majene	150/20 kV	Ext	30	2019	Rencana
6	Mamuju	150/20 kV	Ext	60	2021	Rencana
7	Mamuju Baru - IBT	275/150 kV	New	200	2021	Rencana
8	Polmas	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
	Total			470		

Pengembangan Distribusi

Hingga tahun 2026 akan dilakukan penambahan sambungan baru sekitar 175 ribu pelanggan. Jaringan distribusi yang akan dibangun, termasuk untuk melistriki perdesaan. Rincian pengembangan distribusi di Sulawesi Barat diberikan pada Tabel D6.6. Sedangkan Tabel D6.7 dan D6.8 memperlihatkan rencana fisik distribusi listrik pedesaan dan kebutuhan investasinya.

Tabel D6.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	55	76	34	17.824
2018	-	71	86	36	17.787
2019	-	97	101	38	17.835
2020	-	125	115	41	18.673
2021	-	143	122	43	12.893
2022	-	164	131	45	17.597
2023	-	188	140	48	17.744
2024	-	214	150	50	17.923
2025	-	245	160	53	18.116
2026	-	277	170	56	18.311
2017-2026		1.578	1.251	445	174.704

Tabel D6.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	244	123	5	115	-	12.801
2018	435	210	7	173	-	20.473
2019	365	350	5	132	-	7.948
2020	96	43	2	37	-	3.836
2021	266	192	6	231	-	16.401
2022	268	194	6	233	-	16.514
2023	268	194	6	233	-	16.514

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2024	271	196	6	235	-	16.694
2025	272	197	6	236	-	16.767
2026	272	197	6	236	-	16.767

Tabel D6.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	122.655	30.593	20.049	-	173.296
2018	165.608	44.803	91.366	-	301.778
2019	160.980	74.521	30.418	-	265.918
2020	48.243	10.708	7.493	-	66.444
2021	75.093	24.475	20.818	-	120.387
2022	75.612	24.645	20.961	-	121.218
2023	75.612	24.645	20.961	-	121.218
2024	76.435	24.913	21.189	-	122.537
2025	76.768	25.021	21.282	-	123.071
2026	76.768	25.021	21.282	-	123.071

D6.4 Ringkasan

Ringkasan prakiraan kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas sistem kelistrikan dan kebutuhan investasi di Provinsi Sulawesi Barat sampai dengan tahun 2026 sebagaimana terdapat dalam Tabel D6.9.

Tabel D6.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	311	346	62	50	90	536
2018	340	376	67	0	0	0
2019	376	412	73	0	60	80
2020	417	455	80	0	0	0
2021	461	501	88	0	260	280
2022	510	554	97	0	0	410
2023	564	612	106	55	0	0
2024	622	675	117	0	60	0
2025	685	744	128	0	0	0
2026	754	819	140	0	0	0
Jumlah				105	470	1.306

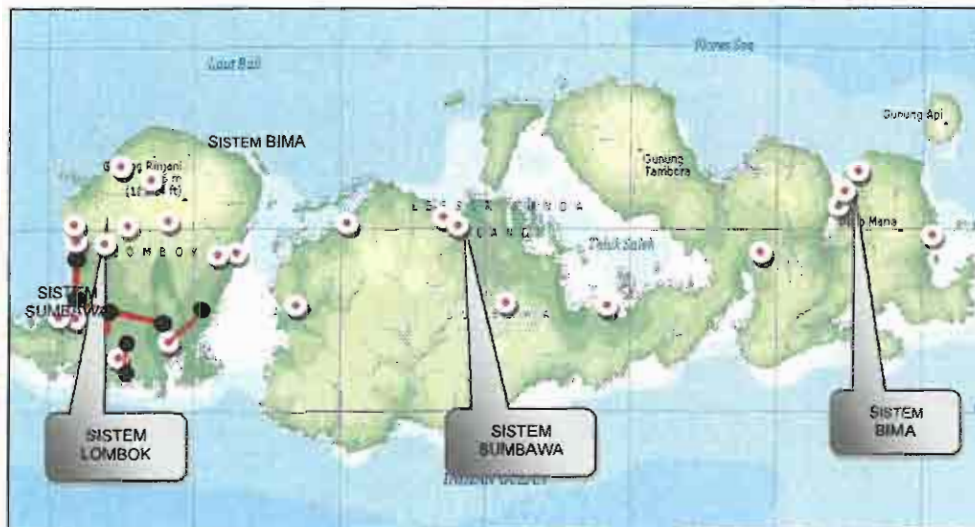
LAMPIRAN D.7
RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero)
DI PROVINSI NUSA TENGGARA BARAT

D7.1 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 D7.1. 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 D7.1 Peta Kelistrikan Provinsi NTB

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah sebesar 72,77%. 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 D7.1.

Tabel D7.1 Komposisi Kapasitas Pembangkit

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Interkoneksi						
	1. Lombok	PLTU/D/M	Batubara/BBM /Air	PLN/IPP	335,54	287,54	222,80
	2. Sumbawa	PLTD/M	BBM/Air	PLN	57,59	44,15	40,73
	3. Bima	PLTD	BBM	PLN	46,72	43,85	43,75
2	Sistem Terisolasi						
	Sektor Lombok						
	Cabang Sumbawa						
	1. Sebotok	PLTD	BBM	PLN	0,12	0,11	0,09
	2. Labuhan Haji	PLTD	BBM	PLN	0,20	0,12	0,06
	3. Lebin	PLTD	BBM	PLN	0,34	0,25	0,21
	4. Bugis Medang	PLTD	BBM	PLN	0,38	0,25	0,14
	5. Klawis	PLTD	BBM	PLN	0,29	0,14	0,10
	6. Lunyuk	PLTD	BBM	PLN	2,33	1,34	1,31
	7. Lantung	PLTD	BBM	PLN	0,40	0,24	0,15
	Cabang Bima						
	1. Bajo Pulau	PLTD	BBM	PLN	0,22	0,18	0,06
	2. Nggelu	PLTD	BBM	PLN	0,12	0,09	0,03
	3. Pekat	PLTD	BBM	PLN	1,62	1,51	1,33
	Total				445,9	379,8	310,8

D7.2 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 13,5% 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 2017–2026 diperlihatkan pada Tabel D7.2.

Tabel D7.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,6	1.712	2.002	360	1.209.006
2018	6,0	1.892	2.225	399	1.293.445
2019	6,7	2.102	2.512	450	1.377.008
2020	7,1	2.345	2.815	504	1.463.434
2021	7,1	2.613	3.110	556	1.522.762
2022	7,1	2.895	3.419	610	1.545.343
2023	7,0	3.169	3.716	662	1.567.818
2024	7,0	3.469	4.044	719	1.590.546
2025	7,0	3.799	4.409	783	1.613.396
2026	6,9	4.158	4.809	853	1.636.135
Pertumbuhan	6,7	10,4%	10,2%	10,1%	3,4%

D7.3 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 D7.3. Selain itu juga dikembangkan pembangkit energi surya, biomassa, dan lain-lain.

Tabel D7.3 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)

No.	Energi Primer	Lokasi	Potensi (MW)	Tahapan Yg Sudah Dicapai
	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			
	Semalun	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 Provinsi NTB sampai dengan tahun 2026 terdapat pada Tabel D7.4. 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).

Tabel D7.4 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANGAN	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Lombok (FTP1)	PLTU	PLN	2x25	2017	Konstruksi
2	Sumbawa Barat	PLTU	PLN	2x7	2017	Konstruksi
3	Bima	PLTMG	PLN	50	2017	Pengadaan
4	Bima (FTP1)	PLTU	PLN	2x10	2018	Konstruksi
5	Sumbawa	PLTMG	PLN	50	2018	Pengadaan
6	MPP Sambelia	PLTMG	PLN	30	2018	Rencana
7	Lombok Peaker	PLTGU	PLN	150	2018/19	Pengadaan
8	Bima 2	PLTMG	PLN	30	2019	Rencana
9	Lombok (FTP 2)	PLTU	PLN	2x50	2019	Pengadaan
10	Sumbawa 2	PLTMG	PLN	30	2019	Rencana
11	Lombok 2	PLTU	PLN	2x50	2020	Rencana
12	Brang Beh 1	PLTA	PLN	12	2023	Rencana
13	Brang Beh 2	PLTA	PLN	6	2024	Rencana
14	Sembalun (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2024	Rencana
15	Sumbawa 3	PLTMG	PLN	50	2025	Rencana
16	Lombok Timur	PLTU	IPP	25	2017	Konstruksi
17	Sedau Kumbi	PLTM	IPP	1,3	2017	Konstruksi
18	Pringgabaya	PLTS	IPP	5	2017	Rencana
19	Selong	PLTS	IPP	5	2017	Rencana
20	Kuta	PLTS	IPP	5	2017	Rencana
21	Sengkol	PLTS	IPP	5	2017	Rencana
22	Dompu	PLTS	IPP	1	2018	Rencana
23	Sape	PLTS	IPP	1	2018	Rencana
24	Karang Bayan	PLTM	IPP	1,3	2019	Committed
25	Batu Bedil	PLTM	IPP	0,55	2019	Committed
26	Lombok	PLTB	IPP	15	2021	Potensi
27	Kokok Babag	PLTM	IPP	2,3	2022	Potensi
28	Brang Rea 2	PLTM	IPP	3,84	2022	Potensi
29	Brang Rea 1	PLTM	IPP	2,54	2022	Potensi
30	Bintang Bano	PLTM	IPP	8,8	2022	Potensi
31	Lombok 1	PLTGU	Unallocated	150	2022	Rencana
32	Sumbawa 2	PLTU	Unallocated	2x50	2021/22	Rencana
33	Lombok 3	PLTU	Unallocated	2x50	2023/24	Rencana
34	Hu'u (FTP2)	PLTP	Unallocated	20	2025	Rencana
JUMLAH				1.165		

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 D7.5. Selama periode 2017-2026 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.

Tabel D7.5 Rencana Pengembangan transmisi 150 kV dan 70 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KM S	COD	STATUS
1	Bima	Dompu	70 kV	2 cct, ACSR 1xOstrich	48	2017	Konstruksi
2	Meninting	Tanjung	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	24	2017	Konstruksi
3	Alas/Tano	Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, ACSR 1xOstrich	120	2017	Konstruksi
4	Taliwang	Alas/Tano	70 kV	2 cct, ACSR 1xOstrich	30	2017	Konstruksi
5	PLTU Sumbawa Barat	Taliwang	70 kV	2 cct, ACSR 1xOstrich	10	2017	Konstruksi
6	Ampenan	Meninting	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 1000 mm	11,2	2017	Konstruksi
7	PLTGU Lombok Peaker	Incomer 2 phi (GI Ampenan - Meninting)	150 kV	2 cct, UGC, XLPE, 1000 mm	5	2017	Konstruksi
8	PLTMG Sumbawa	Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2017	Pengadaan
9	PLTU Lombok Timur	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	20	2017	Rencana
10	Sape	Bima	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	70	2017	Pengadaan
11	Mataram	Incomer 1 phi (Ampenan-Tanjung)	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2017	Rencana
12	Mataram	New Mataram	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2017	Rencana
13	Dompu	Labuhan/Sumbawa	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	283,8 4	2017	Pengadaan
14	Jeranjang	Sekotong	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	30	2017	Rencana
15	PLTU Lombok (FTP 2)	Pringgabaya	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	38	2017	Pengadaan
16	Taliwang	Maluk	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	40	2018	Rencana
17	Tanjung	Bayan	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	70	2018	Pengadaan
18	Bayan	PLTU Lombok (FTP 2)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	82	2018	Konstruksi
19	Mantang	Mataram	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	40	2020	Rencana
20	PLTA Brang Beh	Labuhan/Sumbawa	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	90	2023	Rencana
21	PLTU Lombok 3	Bayan	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	30	2023	Rencana
22	PLTP Sembalun	Incomer 1 phi (Bayan-PLTU Lombok (FTP 2))	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2024	Rencana
Total					1142		

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. Rincian rencana pembangunan dan perluasan GI diperlihatkan pada Tabel D7.6.

Tabel D7.6 Rencana Pengembangan Gardu Induk

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Woha	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
2	Taliwang	70/20 kV	New	30	2017	Konstruksi
3	Taliwang	70 kV	Ext LB	2 LB	2017	Rencana
4	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
5	Badas/PLTMG Sumbawa (Town Feeder)	150/20 kV	New	30	2017	Rencana
6	Alas/Tano	70/20 kV	New	20	2017	Pengadaan
7	Bima	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
8	Labuhan/Sumbawa (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
9	Mantang	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
10	Dompu	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
11	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	New	20	2017	Pengadaan
12	Empang	150/20 kV	New	20	2017	Pengadaan
13	Dompu (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Pengadaan
14	Selong	150/20 kV	Ext	120	2017	Rencana
15	Labuhan/Sumbawa	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
16	Pringgabaya	150 kV	Ext LB	2 LB	2017	Pengadaan
17	Sape	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
18	Ampenan	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
19	Dompu	150/20 kV	Ext	60	2017	Rencana
20	Bonto	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
21	Taliwang	70 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
22	Mataram	150/20 kV	New	120	2018	Rencana
23	Sekotong	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
24	Bayan	150/20 kV	New	30	2018	Pengadaan
25	Bayan	150 kV	Ext LB	2 LB	2018	Pengadaan
26	Woha	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
27	Maluk	70/20 kV	New	20	2018	Rencana
28	Sengkol	150/20 kV	Ext	60	2018	Rencana
29	Tanjung	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2018	Rencana
30	Pringgabaya	150/20 kV	Ext	60	2019	Rencana
31	Mataram	150/20 kV	Ext LB	2 LB	2020	Rencana
32	Kuta	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
33	Tanjung	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
34	New Mataram	150/20 kV	New	120	2021	Rencana
35	Woha	70/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
36	Sambelia (Pembangkit)	150/20 kV	Ext	30	2022	Rencana
37	Labuhan/Sumbawa	70 kV	Ext LB	2 LB	2023	Rencana
38	Sape	70/20 kV	Ext	30	2023	Rencana
39	Mantang	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
40	Mataram	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
41	Bima	70/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
42	New Lombok Timur	150/20 kV	New	120	2024	Rencana
43	Alas/Tano	70/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
44	Bayan	150/20 kV	Ext	30	2025	Rencana
45	Labuhan/Sumbawa	150/20 kV	Ext	60	2026	Rencana
	Total			1800		

Pengembangan Distribusi

Sesuai dengan proyeksi kebutuhan tenaga listrik di provinsi ini, direncanakan tambahan sambungan baru sampai dengan tahun 2026 sekitar 513 ribu pelanggan. Tambahan sambungan ini juga untuk meningkatkan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN. Selaras dengan penambahan pelanggan tersebut, direncanakan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi jaringan tegangan menengah, jaringan tegangan rendah dan tambahan kapasitas trafo distribusi seperti dalam Tabel D7.7.

Tabel D7.7 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	-	360	364	88	85.971
2018	-	404	409	71	84.439
2019	-	415	419	78	83.563
2020	-	424	429	84	86.426
2021	-	431	436	89	59.328
2022	-	345	349	83	22.581
2023	-	118	119	57	22.475
2024	-	118	120	60	22.728
2025	-	119	120	64	22.850
2026	-	120	121	68	22.739
2017-2026	-	2.854	2.886	742	513.099

Tabel D7.8 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM Kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	140	112	9	95	-	5.970
2018	132	67	6	62	-	6.008
2019	150	57	4	40	-	6.047
2020	97	35	5	57	-	6.133
2021	65	14	1	12	-	2.135
2022	228	129	7	79	-	8.038
2023	228	129	7	79	-	8.038
2024	230	131	7	80	-	8.126
2025	231	131	7	80	-	8.161
2026	231	131	7	80	-	8.161

Tabel D7.9 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	61.947	24.737	13.515	-	100.200
2018	60.739	15.316	9.071	-	85.126
2019	71.452	13.583	6.037	-	91.072
2020	47.852	8.698	8.994	-	65.545
2021	33.219	3.561	1.878	-	38.658
2022	95.720	33.517	11.601	-	140.838
2023	95.720	33.517	11.601	-	140.838
2024	96.761	33.882	11.727	-	142.370
2025	97.184	34.030	11.778	-	142.991
2026	97.184	34.030	11.778	-	142.991

D7.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan dana investasi sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel D7.10.

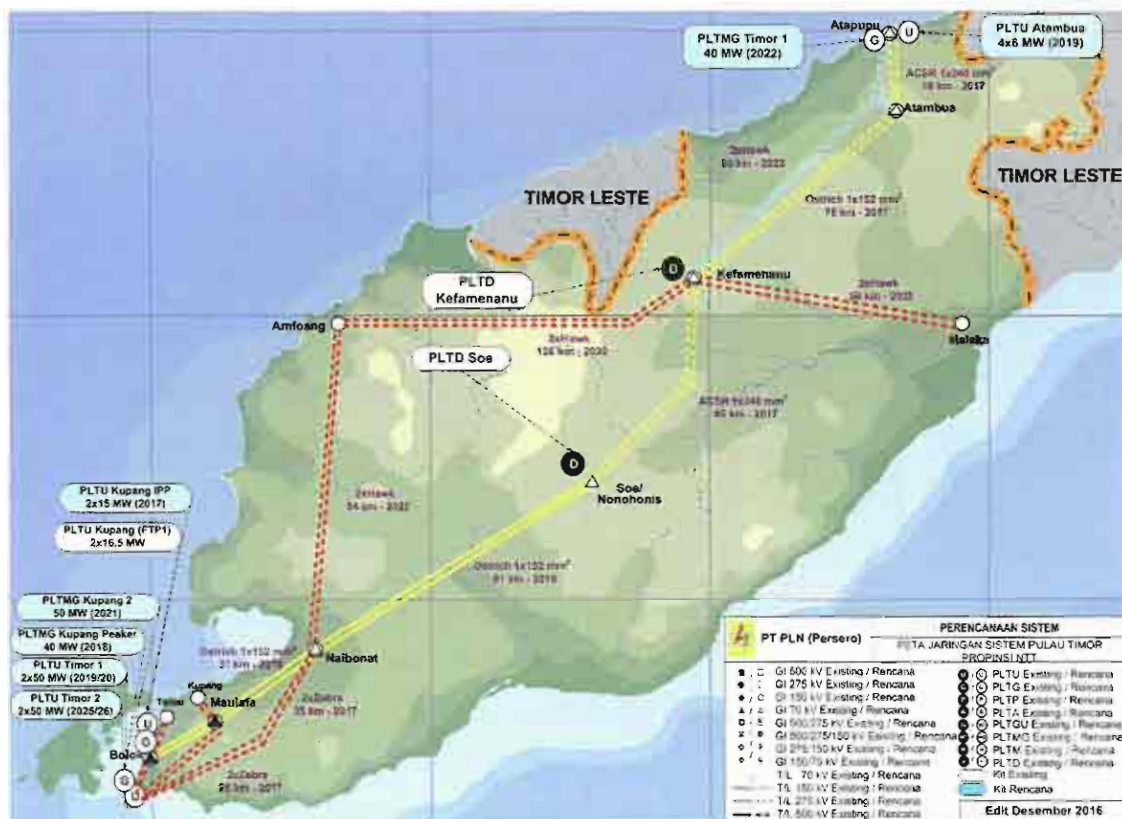
Tabel D7.10 Ringkasan

ahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.712	2.002	360	160	750	760
2018	1.892	2.225	399	182	320	192
2019	2.102	2.512	450	232	60	0
2020	2.345	2.815	504	100	120	40
2021	2.613	3.110	556	65	120	0
2022	2.895	3.419	610	217	60	0
2023	3.169	3.716	662	62	90	120
2024	3.469	4.044	719	76	240	30
2025	3.799	4.409	783	70	60	0
2026	4.158	4.809	853	0	60	0
Jumlah				1.165	1.880	1.142

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

D8.1 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.



Gambar D8.1 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Timor



Gambar D8.2 Peta rencana jaringan 150 dan 70 kV pulau Flores



Gambar D8.3 Peta rencana jaringan 150 kV Pulau Sumba

Sistem 70 kV Kupang melayani beban di kota Kupang dan di Kabupaten Kupang, dipasang dari PLTU Bolok 2x16,5 MW serta dari PLTD Tenau dan PLTD Kuanino. Sistem Ende, melayani beban di Kabupaten Ende, dipasang 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).

Rasio jumlah pelanggan rumah tangga berlistrik PLN pada tahun 2015 untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah sebesar 58,64%. 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 D8.1.

Tabel D8.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang di NTT

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Kupang	PLTD/PLTU	BBM/Batubara	PLN	175,0	60,8	58,0
2	Sistem Seba, Oesao	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,3	2,3
3	Sistem Soe	PLTD	BBM	PLN	2,2	1,6	0,7
4	Sistem Kefamananu	PLTD	BBM	PLN	6,6	5,1	4,0
5	Sistem Atambua	PLTD	BBM	PLN	16,5	13,6	11,9
6	Sistem Betun	PLTD	BBM	PLN	2,7	2,5	2,1
7	Sistem Kalabahi	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,5	2,3
8	Sistem Rote Ndao	PLTD	BBM	PLN	6,0	4,3	3,7
9	Sistem Ende	PLTD/PLTM/PLTU	BBM/Batubara/Air	PLN	19,8	14,8	11,1
10	Sistem Wolowaru	PLTD	BBM	PLN	2,4	1,4	1,2
11	Sistem Aesesa	PLTD	BBM	PLN	4,0	3,2	2,7
12	Sistem Bajawa	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	17,4	6,7	5,9
13	Sistem Ruteng	PLTD/PLTP/PLTMH	BBM/Surya/Air	PLN	26,0	16,3	12,5
14	Sistem Labuhan Bajo	PLTD	BBM	PLN	16,2	8,3	6,0
15	Sistem Maumere	PLTD	BBM	PLN	16,5	12,7	12,6
16	Sistem Larantuka	PLTD	BBM	PLN	10,6	5,9	4,6
17	Sistem Adonara	PLTD	BBM	PLN	6,6	4,7	4,5
18	Sistem Lembata	PLTD/PLTS	BBM/Surya	PLN	7,6	4,8	4,3
19	Sistem Waingapu	PLTD	BBM	PLN	8,7	8,0	6,5
20	Sistem Waikabubak-Waitabula	PLTD/PLTM/PLTS	BBM/Surya/Air	PLN	16,3	14,4	10,8
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/I PP	1,0	0,7	0,3
Total					392,6	211,2	176,0

D8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi perekonomian Provinsi NTT cukup baik dan dalam lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 5,3% pertahun. Sektor industri pengolahan, perdagangan dan

pertanian yang berkontribusi besar mencapai 56%, sedangkan 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. Selain itu, PLN juga akan mendukung program pemerintah dengan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 178 puskesmas di 134 Kecamatan yang tersebar di 15 kabupaten di Propinsi Nusa Tenggara Timur.

Pertumbuhan penjualan listrik PLN dalam 5 tahun terakhir rata-rata 12,5% 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 elektrifikasi, proyeksi kebutuhan listrik 2016–2025 diperlihatkan pada Tabel D8.2.

Tabel D8.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,6	941	1.088	225	741.192
2018	5,8	1.044	1.215	251	832.135
2019	6,4	1.157	1.347	277	923.426
2020	6,8	1.259	1.453	299	1.014.995
2021	6,8	1.369	1.567	322	1.106.727
2022	6,8	1.485	1.702	349	1.202.252
2023	6,7	1.608	1.844	378	1.275.248
2024	6,7	1.739	1.980	405	1.301.693
2025	6,7	1.877	2.133	436	1.327.340
2026	6,6	2.024	2.288	467	1.358.168
Pertumbuhan	6,5	8,9%	8,6%	8,5%	7,0%

D8. 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 $\pm 2,02$ MW dan PLTM $\pm 4,8$ MW
- Pulau Flores, potensi PLTP ± 115 MW, PLTA ± 23 MW dan PLTB.
- Pulau Sumba, mempunyai potensi PLTM $\pm 12,40$ 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 2026 kebutuhan tenaga listrik Provinsi NTT direncanakan akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTP, PLTU, PLTA, PLTM, PLTS, PLTB dan PLTMG, tersebar di beberapa lokasi sebagaimana ditunjukkan pada Tabel D8.3.

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).

Flores sebagai pulau dengan potensi panas bumi yang besar, maka pembangunan pembangkit diprioritaskan jenis PLTP. Diharapkan, di masa depan Flores akan menjadi daerah percontohan dimana pasokan listriknya didominasi oleh energi bersih panas bumi.

Dalam rangka menjamin ketersediaan pasokan listrik pada daerah-daerah terluar dan yang berbatasan langsung dengan negara tetangga (Timor Leste), akan dipertimbangkan penambahan kapasitas pada pembangkit setempat sesuai kebutuhan. Penambahan kapasitas pembangkit di daerah perbatasan ini sangat penting untuk menjaga integritas NKRI. Selain itu, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan keandalan pasokan listrik di daerah perbatasan dengan Timor Leste, tengah dilakukan kerjasama antara PLN dengan perusahaan listrik Timor Leste (EDTL). Pada tahap awal, jaringan distribusi PLN yang berada di daerah perbatasan akan disambung dengan jaringan distribusi EDTL.

Tabel D8.3 Rencana Pengembangan Pembangkit di NTT

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	MPP Flores (Labuan Bajo)	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
2	Rote	PLTMG	PLN	5	2017	Pengadaan
3	Waingapu	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
4	Rote Ndao	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
5	Alor	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
6	Alor	PLTU	PLN	2x3	2018	Konstruksi
7	Maumere	PLTMG	PLN	40	2018	Pengadaan
8	Kupang Peaker	PLTMG	PLN	40	2018	Pengadaan
9	MPP NTT	PLTG/MG	PLN	30	2018	Rencana
10	Lembata	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
11	Atambua	PLTU	PLN	4x6	2019	Konstruksi
12	Ulumbu 5	PLTP	PLN	20	2019	Rencana
13	Waitabula	PLTMG	PLN	30	2019	Rencana
22	Timor 1	PLTU	PLN	2x50	2019/20	Rencana
14	Mataloko (FTP 2)	PLTP	PLN	20	2020	Rencana
15	Atadei (FTP 2)	PLTP	PLN	2x5	2020	Rencana
16	Rote 2	PLTMG	PLN	5	2020	Rencana
17	Wae Rancang I - Manggarai	PLTA	PLN	10	2021	Rencana
18	Ulumbu 6	PLTP	PLN	20	2021	Rencana
19	Kupang 2	PLTMG	PLN	50	2021	Rencana
20	Wae Rancang II - Manggarai	PLTA	PLN	6,5	2022	Rencana
21	Rote 3	PLTMG	PLN	5	2022	Rencana

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
23	Kupang	PLTU	IPP	2x15	2017	Konstruksi
24	Wae Roa - Ngada	PLTM	IPP	0,4	2017	Konstruksi
25	Sita - Borong	PLTM	IPP	1	2017	Konstruksi
26	Bondohula	PLTBM	IPP	1	2018	Rencana
27	Harunda	PLTM	IPP	1,6	2019	Potensi
28	Kupang	PLTB	IPP	20	2021	Potensi
29	Sokoria (FTP 2)	PLTP	IPP	30	2021-2024	Pengadaan
30	Oka Ile Ange (FTP 2)	PLTP	IPP	10	2024	Rencana
31	Timor 1	PLTMG	Unallocated	40	2022	Rencana
32	Timor 2	PLTU	Unallocated	2x50	2025/26	Rencana
33	Waisano	PLTP	Unallocated	10	2025	Rencana
34	Lesugolo	PLTP	Unallocated	5	2025	Rencana
35	Gunung Sirung	PLTP	Unallocated	5	2025	Rencana
	JUMLAH			731,5		

Pemanfaatan energi angin untuk pembangkit di Sistem Kupang dilakukan bertahap dengan tahap awal sebesar 20 MW dari total sebesar 30 MW.

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 D8.1 dan D8.2. Sedangkan untuk pulau 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 sesuai Tabel D8.4.

Tabel D8.4 Rencana Pengembangan SUTT 150 kV dan 70 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Kefamenanu	Atambua	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	150	2017	Konstruksi
2	Atambua	Atapupu	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	36	2017	Konstruksi
3	Ropa	Maumere	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2017	Konstruksi
4	Kefamenanu	Nonohonis / Soe	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	90	2017	Konstruksi
5	Ropa	Bajawa	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	190	2017	Konstruksi
6	Bajawa	Ruteng	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2017	Konstruksi
7	PLTP Ulumbu	Ruteng	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	40	2017	Konstruksi
8	Ruteng	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	170	2017	Konstruksi
9	PLTMG Flores	Labuan Bajo	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	20	2017	Konstruksi

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
10	PLTMG Kupang Peaker	Bolok	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	30	2017	Rencana
11	Bolok	Tenau	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2017	Rencana
12	PLTMG Kupang Peaker	Maulafa	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	50	2017	Rencana
13	Maulafa	Naibonat	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	70	2017	Rencana
14	Bolok	Semen Kupang	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	5	2017	Rencana
15	Maumere	PLTMG Maumere	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	56	2017	Rencana
16	Maulafa	Kupang/Maulafa Baru	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2018	Rencana
17	Aesesa	Incomer 1 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	20	2018	Rencana
18	Borong	Incomer 1 phi (Ruteng-Bajawa)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2018	Rencana
19	PLTP Mataloko	Incomer 2 phi (Bajawa-Ropa)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2019	Rencana
20	Waingapu	PLTMG Waingapu	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2019	Rencana
21	PLTMG Waingapu	PLTMG Waitabula	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	190	2019	Rencana
22	PLTA Wae Racang	Ruteng	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	66	2020	Rencana
23	PLTP Sokoria	Incomer 1 phi (Ropa-Ende)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	20	2020	Rencana
24	PLTMG Maumere	Larantuka	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	212	2021	Rencana
25	Naibonat	Amfoang	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	108	2022	Rencana
26	Amfoang	Kefamenanu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	252	2022	Rencana
27	Kefamenanu	Malaka	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	100	2022	Rencana
28	Kefamenanu	Atapupu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	186	2023	Rencana
	Total				2421		

Peta rencana pengembangan sistem transmisi 70 kV dan 150 kV di pulau Timor, Flores dan pulau Sumba sebagaimana Gambar D8.1, D8.2 dan D8.3.

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 2026 direncanakan pembangunan GI dan IBT dengan kapasitas total trafo GI sebagaimana dalam Tabel D8.5.

Tabel D8.5 Rencana Pengembangan GI 150 kV dan 70 kV di NTT

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Naibonat	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
2	Kefamenanu	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
3	So'e / Nonohonis	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
4	Kefamenanu	70/20 kV	Ext LB	2 LB	2017	Konstruksi
5	Atambua	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
6	Labuan Bajo	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
7	Maumere	70/20 kV	New	20	2017	Konstruksi
8	Maulafa	70/20 kV	Ext	30	2017	Rencana
9	Ruteng	70/20 kV	Ext	20	2017	Rencana
10	Bolok (IBT)	150/70 kV	New	60	2017	Rencana
11	Maulafa (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	Tenau	150/20 kV	New	60	2017	Rencana
15	Ende	70/20 kV	Ext	20	2018	Rencana
16	Bolok	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
17	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
18	Atambua	70/20 kV	Ext	30	2018	Rencana
19	Aesesa	70/20 kV	New	20	2018	Rencana
20	Borong	70/20 kV	New	20	2018	Rencana
21	Ropa	70/20 kV	Ext	20	2019	Rencana
22	Maumere (IBT)	150/70 kV	New	60	2019	Rencana
23	Maumere Baru (Town Feeder)	150/20 kV	New	20	2019	Rencana
24	Larantuka	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
25	Waingapu	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
26	Waitabula	150/20 kV	New	30	2020	Rencana
27	Nonohonis	70/20 kV	Ext	30	2020	Rencana
28	Bajawa	70/20 kV	Ext	20	2020	Rencana
29	Tenau	150/20 kV	Ext	60	2020	Rencana
30	Naibonat	70/20 kV	Ext	30	2021	Rencana
31	Malaka	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
32	Amfoang	150/20 kV	New	30	2022	Rencana
33	Maumere	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
34	Kupang/Maulafa Baru	150/20 kV	Ext	60	2023	Rencana
35	Maulafa	150/20 kV	Ext	30	2023	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
36	Ende	70/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
37	Kefamenanu	70/20 kV	Ext	30	2026	Rencana
	Total			1200		

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 2017-2026 direncanakan akan dilakukan penambahan pelanggan baru sekitar 706 ribu. Untuk mendukung program penambahan pelanggan tersebut, diperlukan pembangunan jaringan distribusi termasuk untuk listrik perdesaan, meliputi JTM, JTR dan tambahan kapasitas trafo seperti ditampilkan dalam Tabel D8.6.

Tabel D8.6 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di NTT

Tahun	KIT kW/kWP	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	680	1.227	946	30	89.419
2018	2.460	997	719	26	90.943
2019	-	900	627	22	91.291
2020	-	982	681	24	91.569
2021	-	1.098	749	28	91.732
2022	-	815	594	26	95.525
2023	-	835	608	27	72.996
2024	-	859	625	27	26.446
2025	-	882	642	28	25.646
2026	-	847	617	27	30.828
2017-2026	3.140	9.442	6.809	264	706.395

Tabel D8.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	3.023	2.387	23	823	680	60.950
2018	2.946	2.445	24	876	2.460	63.008
2019	262	136	6	76	-	8.409
2020	202	108	10	50	-	8.016
2021	198	106	9	49	-	7.867
2022	193	104	7	48	-	7.677
2023	193	104	7	48	-	7.677
2024	183	98	5	45	-	7.289
2025	178	96	4	44	-	7.095
2026	178	96	4	44	-	7.095

Tabel D8.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	1.218.840	477.222	99.636	12.129	1.807.827
2018	1.187.718	499.461	94.568	41.357	1.823.103
2019	81.275	36.085	5.110	-	122.470
2020	90.813	20.155	8.490	-	119.457
2021	89.121	19.779	8.331	-	117.231
2022	86.973	19.302	8.131	-	114.406
2023	86.973	19.302	8.131	-	114.406
2024	82.581	18.328	7.720	-	108.629
2025	80.382	17.839	7.514	-	105.735
2026	80.382	17.839	7.514	-	105.735

D8.4 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 di beberapa pulau kecil direncanakan akan dibangun PLTB, PLTS dan PLTM yang akan dioperasikan secara hybrid dengan PLTD yang ada, yaitu di pulau Ende, Pamana, Samau, Pantar, Pura, Solor dan Sabu.

D8.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, rencana pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2025 diperlihatkan pada Tabel D8.9.

Tabel D8.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	941	1.088	225	56	420	1.167
2018	1.044	1.215	251	153	180	60
2019	1.157	1.347	277	126	100	250
2020	1.259	1.453	299	85	200	86
2021	1.369	1.567	322	105	30	212
2022	1.485	1.702	349	57	60	460
2023	1.608	1.844	378	10	150	186
2024	1.739	1.980	405	20	0	0
2025	1.877	2.133	436	70	0	0
2026	2.024	2.288	467	50	60	0
Jumlah				732	1.200	2.421

LAMPIRAN E

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PER PROVINSI REGIONAL MALUKU DAN PAPUA

LAMPIRAN E1. PROVINSI MALUKU

LAMPIRAN E2. PROVINSI MALUKU UTARA

LAMPIRAN E3. PROVINSI PAPUA

LAMPIRAN E4. PROVINSI PAPUA BARAT

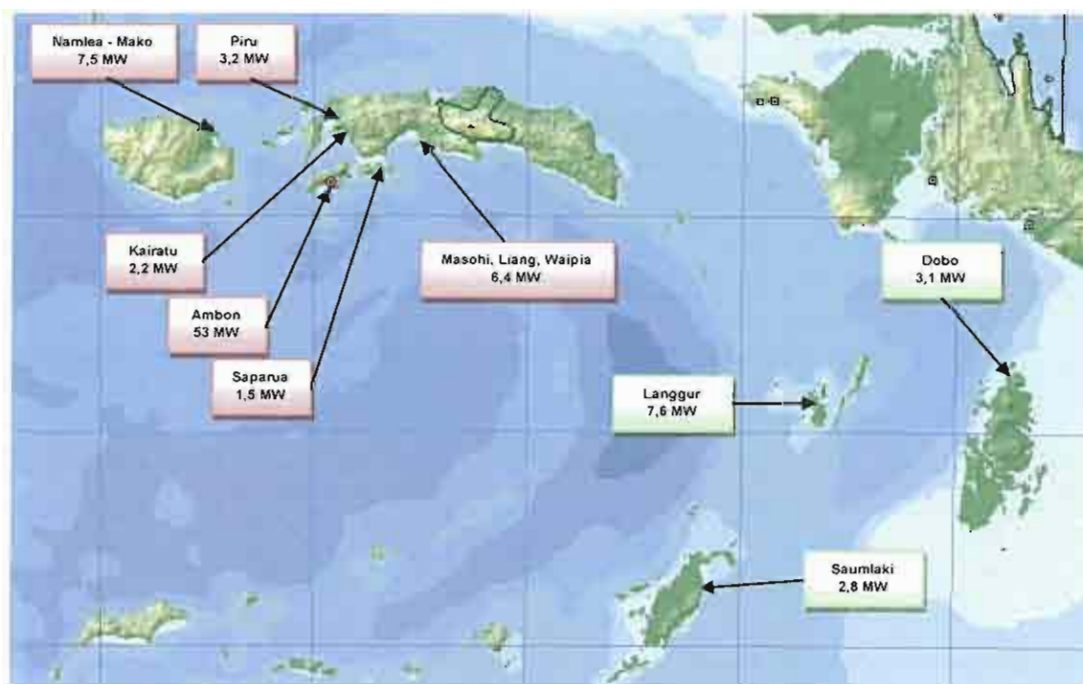
LAMPIRAN E.1

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU

E1.1 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.

Kebutuhan listrik di Provinsi Maluku 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 E1.1

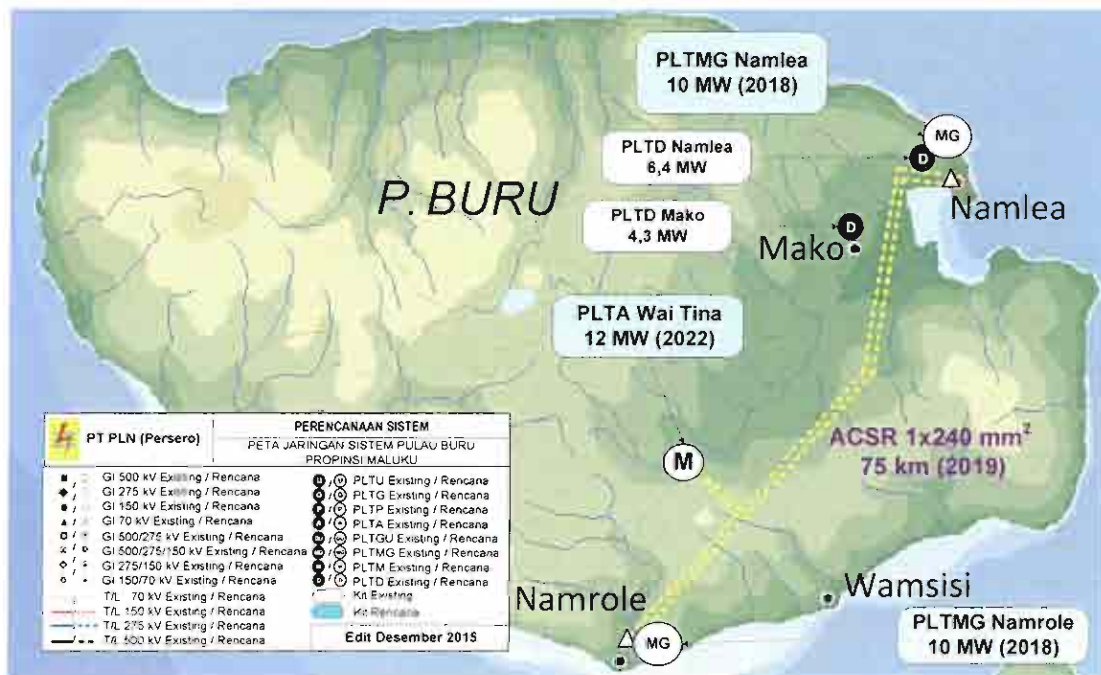


Gambar 12.1 Peta Lokasi Pembangkit di Provinsi Maluku

Sistem kelistrikan terbesar di Provinsi Maluku adalah sistem Ambon, dimana sistem ini memiliki jumlah pasokan pembangkit sekitar 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 84,80%. Kapasitas terpasang pembangkit dapat dilihat pada Tabel E1.1.



Gambar E1.2 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Ambon dan Pulau Seram



Gambar E1.3 Peta Pengembangan Sistem Kelistrikan Pulau Buru

Tabel B.12.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
Sistem Ambon						
1. Hative Kecil	PLTD	BBM	PLN	21,5	8,6	
2. Sewa Mesin Hative Kecil	PLTD	BBM	SWASTA	20,0	16,0	
3. Poka	PLTD	BBM	PLN	20,8	14,0	
4. Sewa Mesin Poka	PLTD	BBM	SWASTA	26,0	26,0	
TOTAL				88,3	64,6	53,0
Sistem Masohi						
1. Masohi	PLTD	BBM	PLN	4,7	0,8	4,9
2. Sewa Mesin Masohi	PLTD	BBM	SWASTA	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	SWASTA	1,0	1,0	
TOTAL				12,1	7,9	6,4
Sistem Kairatu - Piru						
1. Kairatu	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,3	2,2
2. Sewa Mesin Kairatu	PLTD	BBM	SWASTA	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
Sistem Namlea - Mako						
1. Namlea	PLTD	BBM	PLN	4,6	2,3	5,1
2. Sewa Mesin Namlea	PLTD	BBM	SWASTA	5,0	5,0	
3. Mako	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,4	2,4
4. Sewa Mesin Mako	PLTD	BBM	SWASTA	2,0	0,2	
TOTAL				12,9	7,9	7,5
Sistem Saparua						
Saparua	PLTD	BBM	PLN	3,2	1,0	1,5
Sistem Tual						
1. Langgur	PLTD	BBM	PLN	9,8	2,8	
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	4,0	4,0	
TOTAL				13,8	6,8	7,6
Sistem Saumlaki						
1. Saumlaki	PLTD	BBM	PLN	7,0	4,7	2,8
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	1,5	1,5	
TOTAL				8,5	6,2	2,8
Sistem Dobo						
1. Dobo	PLTD	BBM	PLN	2,5	1,2	3,1
2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	1,5	1,5	
TOTAL				4,0	2,7	3,1
Total				151,4	104,1	87,2

E1.2 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 6,3% 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. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 16 puskesmas di 13 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Maluku.

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 2017 - 2026 diperlihatkan pada Tabel E1.2.

Tabel E1.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	5,93	583	717	136	322.137
2018	6,39	641	787	149	346.725
2019	7,09	710	857	162	372.775
2020	7,55	790	946	178	405.149
2021	7,53	869	1.027	193	424.344
2022	7,51	951	1.108	208	433.592
2023	7,48	1.038	1.194	224	442.964
2024	7,46	1.132	1.285	241	452.475
2025	7,44	1.234	1.394	261	462.137
2026	7,37	1.342	1.511	282	471.942
Pertumbuhan	7,17	9,71%	8,64%	8,46%	4,37%

E1.3 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 survei 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, sedangkan beban diperkirakan terus tumbuh tinggi. Untuk menyelesaikan permasalahan tersebut, di Ambon akan disiapkan PLTMG dengan kapasitas total 30 MW yang diharapkan sudah bisa beroperasi pada tahun 2018. Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTG/MG/GU sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang untuk Sistem Ambon, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia di daerah tersebut, isu transportasi dan isu ketersediaan batubara yang cukup untuk operasi pembangkit.

Khusus untuk kelistrikan di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan

dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan kelistrikan di daerah-daerah tersebut.

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 2026 dapat dipenuhi dengan rincian pengembangan pembangkit di Provinsi Maluku ditampilkan pada Tabel E1.3.

Tabel E1.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	ASUMSI PENGEMBANG	JENIS	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Ambon Peaker	PLTMG	PLN	30	2018	Pengadaan
2	Langgur	PLTMG	PLN	20	2018	Pengadaan
3	Bula	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
4	Namlea	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
5	Namrole	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
6	Saumlaki	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
7	Dobo	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
8	Seram	PLTMG	PLN	20	2018	Pengadaan
9	MPP Maluku	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana
10	Waii (FTP1)	PLTU	PLN	2x15	2019	Konstruksi
11	Langgur 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
12	Masela	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
13	Saumlaki	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
14	Dobo	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
15	Ambon	PLTMG	PLN	40	2022	Rencana
16	Seram 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
17	Seram Utara	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
18	Nua (Masohi)	PLTM	PLN	2x4.4	2019	Rencana
19	Saparua	PLTMG	PLN	5	2020	Rencana
20	Tulehu (FTP2)	PLTP	PLN	2x10	2020	Pengadaan
21	Langgur 3	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
22	Namlea 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
23	Ambon 2	PLTG/MG/GU	PLN	100	2020/21	Rencana
24	Sapalewa	PLTM	PLN	2x3.9	2022	Rencana
25	Wai Tala	PLTA	PLN	54	2023/24	Rencana
26	Ambon	PLTMG	PLN	30	2024	Rencana
27	Langgur 4	PLTMG	PLN	10	2026	Rencana
28	Ambon	PLTB	IPP	20	2019	Potensi
29	Ambon	PLTB	IPP	15	2021	Potensi
30	Nusa Saumlaki	PLTB	IPP	5	2021	Potensi
31	Keikecil	PLTB	IPP	5	2021	Potensi
32	Wai Tina	PLTM	IPP	4x3	2022	Rencana
33	Piru	PLTBm	IPP	6	2022	Rencana
JUMLAH				609		

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 2017-2026, transmisi 70 kV dan 150 kV yang akan dibangun sekitar seperti ditampilkan dalam Tabel E1.4.

Tabel E1.4 Rencana Pengembangan Transmisi

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	Passo	Wayame	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	26	2018	Rencana
2	Piru	Kairatu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	110	2019	Rencana
3	Masohi	Kairatu	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	210	2019	Rencana
4	Piru	Taniwel	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2019	Rencana
5	PLTP Tulehu	Incomer 1 phi (Sirimau-Waai)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	6	2019	Rencana
6	Namrole	Namlea	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	161	2019	Rencana
7	PLTA Wai Tina	Incomer 1 phi (Namrole-Namlea)	70 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	10	2020	Rencana
8	PLTU Ambon 2	Passo	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2021	Rencana
9	PLTA Tala	Incomer 2 phi (Kairatu-Masohi)	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	30	2023	Rencana
	Total				633		

Pengembangan Gardu Induk (GI)

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi terkait proyek pembangkit serta untuk distribusi listrik ke pelanggan, direncanakan pembangunan GI baru seperti diperlihatkan pada Tabel E1.5.

Tabel E1.5 Rencana Pengembangan GI di Maluku

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Passo	150 kV	Ext LB	8 LB	2018	Rencana
2	Passo	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
3	Poka/Wayame	150/20 kV	New	60	2018	Rencana
4	Passo (IBT)	150/70 kV	New	60	2018	Rencana

No	NAMA GARDU INDUK	TEG	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
5	Sirimau	150/20 kV	New	30	2018	Rencana
6	Sirimau (IBT) (Relokasi)	150/70 kV	New	60	2018	Rencana
7	Piru	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
8	Taniwel (pembangkit)	150/20 kV	New	10	2019	Rencana
9	Kairatu	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
10	Namrole	70/20 kV	New	20	2019	Rencana
11	Namlea	70/20 kV	New	30	2019	Rencana
12	Masohi	150/20 kV	New	30	2019	Rencana
13	Sirimau	150/20 kV	Ext	60	2024	Rencana
14	Namlea	70/20 kV	Ext	30	2024	Rencana
	Total			510		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan distribusi di Provinsi Maluku dimaksudkan untuk memenuhi kebutuhan tambahan pelanggan baru sekitar 168 ribu sambungan sampai dengan tahun 2026, 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 2017–2026 sudah termasuk untuk melistriki perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel E1.6.

Tabel B.12-6 Rencana Pengembangan Sistem Distribusi di Maluku

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	3.300	661	196	19	17.845
2018	7.900	568	215	18	24.587
2019	4.050	397	202	17	26.050
2020	5.250	463	227	18	32.374
2021	4.350	267	109	13	19.195
2022	-	129	43	6	9.248
2023	-	131	42	6	9.372
2024	-	133	42	6	9.510
2025	-	135	41	6	9.662
2026	-	137	41	7	9.805
2017-2026		3.020	1.158	116	167.650

Jaringan distribusi untuk pengembangan perdesaan secara rinci ditampilkan pada Tabel E1.7 dan Tabel E1.8.

Tabel B.12-7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	462	103	9	138	3.300	14.208
2018	319	115	7	99	7.900	15.750
2019	71	48	1	17	4.050	5.126
2020	57	56	1	13	5.250	5.823
2021	-	39	-	-	4.350	4.025
2022	102	30	2	39	-	6.704
2023	102	30	2	39	-	6.704
2024	102	30	2	39	-	6.750
2025	103	30	2	40	-	6.780
2026	103	30	2	40	-	6.780

Tabel B.12-8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	221.712	37.469	28.778	109.949	397.908
2018	168.590	45.882	23.520	435.093	673.085
2019	41.063	20.809	4.250	328.620	394.742
2020	36.288	26.418	3.050	465.843	531.598
2021	-	20.104	-	405.283	425.387
2022	44.939	4.822	5.327	-	55.088
2023	44.939	4.822	5.327	-	55.088
2024	45.246	4.855	5.363	-	55.465
2025	45.444	4.876	5.387	-	55.707
2026	45.444	4.876	5.387	-	55.707

Program Maluku dan Papua 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 juga diindikasikan untuk memanfaatkan sumber energi terbarukan di daerah-daerah terpencil yang mempunyai banyak hambatan untuk transportasi BBM.

E1.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 diberikan pada Tabel E1.9.

Tabel E1.9 Ringkasan

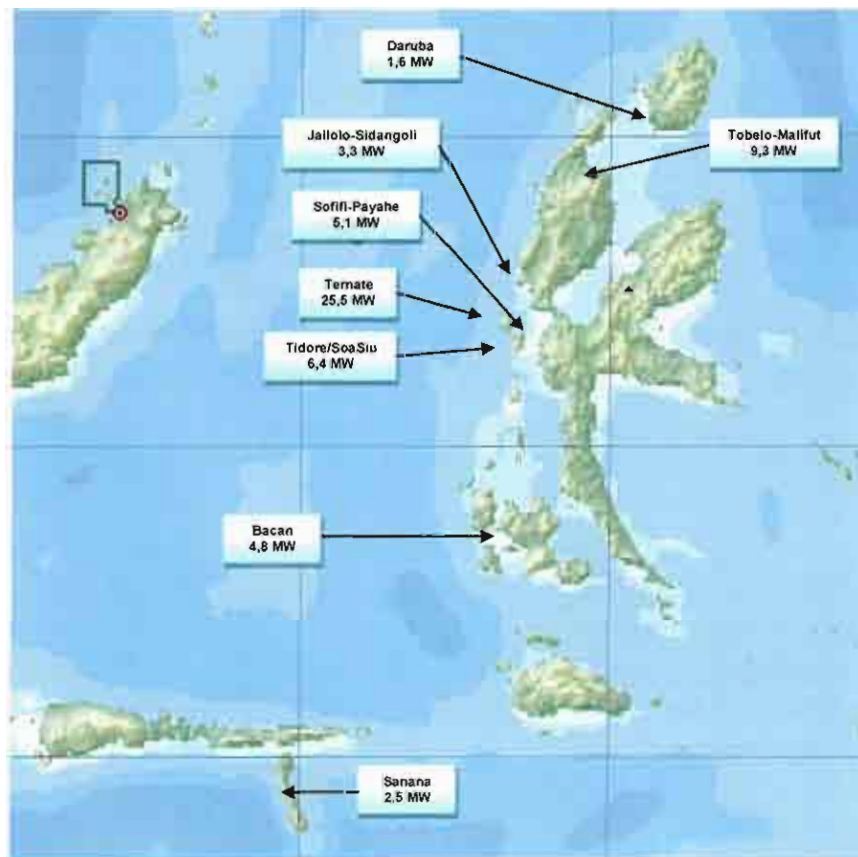
Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	583	717	136	0	0	0
2018	641	787	149	130	270	26
2019	710	857	162	114	150	547
2020	790	946	178	130	0	10
2021	869	1.027	193	75	0	20
2022	951	1.108	208	66	0	0
2023	1.038	1.194	224	27	0	30
2024	1.132	1.285	241	57	90	0
2025	1.234	1.394	261	0	0	0
2026	1.342	1.511	282	10	0	0
Jumlah				609	510	633

LAMPIRAN E.2

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI MALUKU UTARA

E2.1 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 94,46%. Beban puncak gabungan (*non coincident*) sistem-sistem kelistrikan di Provinsi Maluku Utara saat ini sekitar 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



1. *Journal of the American Medical Association*, 1997; 277: 1001-1005.

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sistem Ternate - Tidore						
	1. Kayu Merah	PLTD	BBM	PLN	14,8	9,3	25,5
	2. Sewa Mesin Kayu Merah	PLTD	BBM	SWASTA	14,0	12,8	
	3. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	SWASTA	1,0	0,6	6,4
	4. Sewa Mesin Soa Siu	PLTD	BBM	SWASTA	10,2	10,2	
	TOTAL				40,0	32,9	32,0
2	Sistem Tobelo						
	1. Tobelo	PLTD	BBM	PLN	7,7	5,4	8,0
	2. Sewa Mesin Tobelo	PLTD	BBM	SWASTA	4,0	4,0	
	3. Malifut	PLTD	BBM	PLN	3,7	1,4	1,3
	TOTAL				15,4	10,8	9,4
3	Sistem Jailolo-Sidangoli-Sofifi-Pavahe						

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
	1. Jailolo-Sidangoli	PLTD	BBM	PLN	4,1	3,3	3,3
	2. Sewa Mesin Jailolo	PLTD	BBM	SWASTA	4,0	4,0	
	3. Sofifi	PLTD	BBM	PLN	1,3	0,0	5,1
	4. Sewa Mesin Sofifi	PLTD	BBM	SWASTA	5,0	4,4	
	5. Payahe	PLTD	BBM	PLN	0,4	0,2	-
	TOTAL				14,8	11,9	8,4
4	Sistem Bacan						
	1. Bacan	PLTD	BBM	PLN	2,6	1,2	4,8
	2. Sewa Mesin	PLTD	BBM	SWASTA	3,0	2,0	
	TOTAL				5,6	3,2	4,8
5	Sistem Sanana						
	1. Sanana	PLTD	BBM	PLN	3,2	3,2	2,5
	TOTAL				3,2	3,2	2,5
6	Sistem Daruba						
	Daruba	PLTD	BBM	PLN	4,3	3,4	1,6
	Sewa Daruba	PLTS	BBM	SWASTA	0,4	0,3	1,6
TOTAL					4,7	3,7	58,6

E2.2 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 6,2% 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. Untuk pelanggan sektor public, khususnya puskesmas, PLN berkomitmen untuk mendukung program pemerintah untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik

bagi 25 puskesmas di 18 Kecamatan yang tersebar di 2 kabupaten di Provinsi Maluku Utara.

Berdasarkan realisasi penjualan tenaga listrik selama lima tahun terakhir dan mempertimbangkan kecenderungan pertumbuhan ekonomi, pertambahan penduduk dan peningkatan rasio pelanggan rumah tangga berlistrik di masa datang, maka proyeksi kebutuhan listrik tahun 2017 – 2026 sebagaimana diberikan pada Tabel E2.2.

Tabel E2.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	6,3	403	462	88	217.387
2018	6,8	459	525	100	240.431
2019	7,6	518	604	114	259.194
2020	8,0	683	798	148	276.381
2021	8,0	853	991	181	293.379
2022	8,0	964	1.113	201	300.334
2023	8,0	1.078	1.239	220	307.475
2024	8,0	1.198	1.369	239	314.769
2025	7,9	1.323	1.506	259	322.268
2026	7,9	1.429	1.619	274	329.953
Pertumbuhan	7,6	15,3%	15,2%	13,7%	4,8%

E2.3 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 memadai, sedangkan beban puncak sistem diperkirakan masih akan tumbuh cukup tinggi. 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. Selain itu, juga untuk mengatasi kondisi jangka pendek, akan dibangun MPP kapasitas 10 MW untuk memberikan kepastian pasokan listrik di Sofifi sebagai ibukota provinsi Maluku Utara.

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. Untuk pengembangan pembangkit kedepan direncanakan jenis pembangkit PLTG/MG/GU sebagai upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi primer. Pengembangan PLTU tidak dijadikan opsi perencanaan jangka panjang, mengingat sumber energi batubara yang tidak tersedia.

Kebutuhan tenaga listrik 2017 sampai dengan tahun 2026 akan dipenuhi dengan mengembangkan PLTG/MG/GU, PLTP dan PLTM serta PLTS oleh swasta seperti ditampilkan pada Tabel E2.3.

Tabel E2.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	MPP Ternate	PLTG/MG	PLN	30	2017	Pengadaan
2	Sofifi	PLTG/MG	PLN	10	2018	Pengadaan
3	Sofifi	PLTU	PLN	6	2018	Konstruksi
4	Ternate 2	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana
5	Ternate 2	PLTG/MG	PLN	20	2019	Rencana
6	Tobelo	PLTG/MG	PLN	10	2018	Pengadaan
7	Bacan	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
8	Sanana	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
9	Malifut	PLTMG	PLN	5	2018	Pengadaan
10	Malifut 2	PLTMG	PLN	20	2018	Rencana
10	Morotai	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
11	Maba	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
12	Tidore	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
13	Tobelo	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
14	Songa Wayaua (FTP2)	PLTP	PLN	2x5	2020	Rencana
15	Bacan 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
16	Sanana 2	PLTMG	PLN	5	2023	Rencana
17	Jailolo (FTP2)	PLTP	IPP	20	2025	Pengadaan
18	Halmahera 1	PLTG/MG/GU	Unallocated	60	2020	Rencana

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
19	Halmahera 2	PLTG/MG/GU	Unallocated	40	2021	Rencana
20	Tidore	PLTG/MG/GU	Unallocated	50	2024/25	Rencana
21	Gunung Hamiding	PLTP	Unallocated	20	2025	Rencana
22	Telaga Ranu	PLTP	Unallocated	5	2025	Rencana
JUMLAH				411		

Khusus untuk kelistrikan di daerah terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan kelistrikan di daerah-daerah tersebut.

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. Rencana pengembangan 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 sistem Halmahera (Sofifi), akan diusulkan dalam RUPTL apabila hasil studi dasar laut, kelayakan teknis serta keekonomiannya dinyatakan layak. Pengembangan transmisi di Provinsi Maluku Utara seperti ditampilkan dalam Tabel E2.4.

Tabel E2.4 Rencana Pengembangan SUTT 150 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	PLTMG Ternate	Ternate 1	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2018	Rencana
2	Jailolo	Malifut	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2019	Rencana
3	Malifut	Tobelo	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2019	Rencana
4	Maba	Sofifi	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	300	2019	Rencana
5	Jailolo	Sofifi	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	160	2019	Rencana
6	Ternate 1	Ternate 2	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	10	2022	Rencana
7	PLTU Tidore	Ternate 1	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2022	Rencana

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
8	PLTU Tidore	Tidore	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2025	Rencana
	Total				800		

Pengembangan GI

Berkaitan dengan rencana pengembangan transmisi tersebut untuk menyalurkan daya listrik ke pelanggan, direncanakan dibangun gardu induk baru. Sampai dengan tahun 2026 direncanakan pembangunan GI 150 kV seperti diperlihatkan pada Tabel E2.5.

Tabel E2.5 Rencana Pengembangan GI di Maluku Utara

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KETERANGAN	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Ternate 1	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
2	Sofifi	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
3	Tobelo	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
4	Jailolo	150/20 kV	<i>New</i>	30	2019	Rencana
5	Malifut	150/20 kV	<i>New</i>	20	2019	Rencana
6	Maba	150/20 kV	<i>New</i>	20	2019	Rencana
7	Ternate 2	150/20 kV	<i>New</i>	60	2022	Rencana
8	Tidore	150/20 kV	<i>New</i>	60	2022	Rencana
9	Tobelo	150/20 kV	<i>Ext</i>	30	2026	Rencana
	Total			340		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Maluku Utara dimaksudkan untuk mendukung program penambahan pelanggan baru sekitar 130 ribu sambungan sampai dengan tahun 2026. 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 2017-2026 termasuk untuk melistriki perdesaan adalah 2.207 kms JTM, 1.119 kms JTR dan tambahan kapasitas trafo distribusi sekitar 88 MVA, secara rinci ditampilkan pada Tabel E2.6.

Tabel E2.6 Rencana Pengembangan Distribusi di Maluku Utara

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	7.250	471	218	16	17026
2018	7.000	521	215	16	23043
2019	5.450	325	183	12	18763
2020	6.450	228	173	11	17187
2021	6.000	212	156	11	16998
2022	-	85	35	4	6956
2023	-	88	35	4	7140
2024	-	90	34	5	7295
2025	-	92	34	5	7498
2026	-	94	34	5	7685
2017-2026	32.150	2.207	1.119	88	129.591

Untuk pengembangan listrik perdesaan sendiri, kebutuhan pembangunan infrastruktur dan kebutuhan investasi diperlihatkan pada table-table berikut :

Tabel E2.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	304	123	8	127	7.250	15.197
2018	294	85	5	77	7.000	11.787
2019	118	67	1	36	5.450	8.561
2020	17	55	0	3	6.450	6.018
2021	3	44	0	2	6.000	5.530
2022	129	50	5	42	-	6.484
2023	129	50	5	42	-	6.484
2024	130	50	5	42	-	6.523
2025	131	50	5	43	-	6.551
2026	131	50	5	43	-	6.551

Tabel E2.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	145.956	44.217	23.829	222.930	436.931
2018	155.443	33.890	15.120	375.204	579.657
2019	68.418	29.375	7.207	460.561	565.562
2020	10.861	26.023	610	572.321	609.815
2021	2.108	23.141	447	559.011	584.708
2022	76.013	5.502	10.215	-	91.730
2023	76.013	5.502	10.215	-	91.730
2024	76.463	5.535	10.275	-	92.274
2025	76.797	5.559	10.320	-	92.676
2026	76.797	5.559	10.320	-	92.676

E2.4 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.

Untuk memenuhi kebutuhan listrik konsumen Industri di Pulau Halmahera seperti tambang emas, rencana pembangunan Smelter dan industry hilir lainnya, PLN merencanakan pengembangan pembangkit-pembangkit berbahan bakar dual fuel dan membangun interkoneksi jaringan sistem Halmahera yang menghubungkan Sofifie, Tobelo, Jailolo, Malifut dan Maba.

E2.5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 sebagaimana diperlihatkan pada Tabel E2.7.

Tabel E2.7 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	403	462	88	30	0	0
2018	459	525	100	81	60	10
2019	518	604	114	60	130	740
2020	683	798	148	100	0	0
2021	853	991	181	40	0	0
2022	964	1.113	201	0	120	30
2023	1.078	1.239	220	5	0	0
2024	1.198	1.369	239	25	0	0
2025	1.323	1.506	259	70	0	20
2026	1.429	1.619	274	0	30	0
Jumlah				411	340	800

LAMPIRAN E.3

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA

E3.1 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 45,93%. Kebutuhan di sistem kelistrikan Provinsi Papua 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 E3.1.

Peta sistem kelistrikan di Provinsi Papua seperti pada Gambar E3.1.



Gambar E3.1 Peta Sistem Kelistrikan Provinsi Papua



**Gambar E3.2 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 70 kV dan 150 kV
Jayapura**



Gambar E3.3 Peta rencana pengembangan sistem interkoneksi 150 kV Wamena

Rincian pembangkit terpasang dan beban puncak sistem kelistrikan di Provinsi Papua posisi sampai dengan 2016 diberikan pada Tabel E3.1.

Tabel E3.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Jayapura	PLTD	BBM	PLN	153,5	125,0	69,0
3	Wamena	PLTD, PLTM	BBM	PLN	9,6	7,4	4,5
4	Timika	PLTD	BBM	PLN	28,0	23,6	18,9
5	Biak	PLTD	BBM	PLN	21,9	16,9	10,7
6	Serui	PLTD	BBM	PLN	8,5	5,5	4,5
7	Merauke	PLTD	BBM	PLN	18,2	17,9	16,4
8	Nabire	PLTD	BBM	PLN	23,5	17,2	13,4
9	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM/Surya	PLN	19,7	15,4	7,3
TOTAL					282,8	228,9	145,9

E3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Kondisi ekonomi Provinsi Papua dalam lima tahun terakhir tumbuh agar rendah dibanding sebelumnya yaitu rata-rata 4,9% 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 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. Sebagai komitmen PLN untuk mendukung program pemerintah, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 269 puskesmas di 222 distrik yang tersebar di 22 kabupaten di Provinsi Papua.

Memperhatikan data penjualan tenaga listrik PLN dalam lima tahun terakhir dan mempertimbangkan potensi pertumbuhan ekonomi regional, pertambahan jumlah penduduk dan peningkatan rasio jumlah rumah tangga berlistrik PLN, maka proyeksi kebutuhan listrik 2017–2026 diperlihatkan pada Tabel E3.2.

Tabel E3.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	9,6	1.084	1.210	194	479.561
2018	9,9	1.250	1.394	224	560.879
2019	11,0	1.432	1.596	256	643.475
2020	11,7	1.629	1.814	291	727.048
2021	11,7	1.841	2.049	329	813.608
2022	11,6	2.049	2.279	365	886.560
2023	11,6	2.215	2.462	395	911.929
2024	11,6	2.397	2.663	427	937.872
2025	11,5	2.593	2.878	461	960.509
2026	11,4	2.807	3.114	499	983.196
Pertumbuhan	11,2	11,2%	11,1%	11,1%	8,4%

E3.2 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.

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 di daerah 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 tahun 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. Pertimbangan pengembangan pembangkit kedepan, diupayakan penggunaan sumber energi yang tersedia didekat pembangkit agar dapat mengurangi isu transportasi dan ketidaktersediaan bahan bakar dalam jumlah yang cukup. Sehingga, jenis pembangkit PLTG/MG/GU merupakan alternative pembangkit utama yang akan dikembangkan.

Dalam rangka memenuhi kebutuhan beban periode 2017 - 2026, direncanakan tambahan kapasitas pembangkit seperti ditampilkan pada Tabel E3.3. 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 E3.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	Jayapura (FTP1) - Holtekamp	PLTU	PLN	1x10	2017	Konstruksi
2	MPP Jayapura	PLTG/MG	PLN	50	2017	Pengadaan
3	MPP Timika	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana
4	Biak	PLTMG	PLN	15	2018	Pengadaan
5	Merauke	PLTMG	PLN	20	2018	Pengadaan
6	Jayapura Peaker	PLTMG	PLN	40	2018	Pengadaan
7	MPP Nabire	PLTG/MG	PLN	20	2017	Pengadaan
8	Nabire 2	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
9	Merauke 2	PLTG/MG	PLN	20	2018	Rencana
10	Biak 2	PLTG/MG	PLN	20	2018	Rencana
11	Serui 1	PLTMG	PLN	10	2018	Pengadaan
12	MPP Papua	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana
13	Timika 2	PLTG/MG	PLN	30	2018	Rencana
14	Timika 2	PLTG/MG	PLN	10	2019	Rencana
15	Sarmi	PLTMG	PLN	5	2019	Rencana
16	Nabire 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
17	Digoel	PLTM	PLN	3	2019	Rencana
18	Serui 2	PLTMG	PLN	10	2019	Rencana
19	Jayapura	PLTMG	PLN	50	2019	Rencana
20	Kalibumi	PLTM	PLN	2.6	2019	Konstruksi
21	Timika 3	PLTMG	PLN	20	2020	Rencana
22	Amai	PLTM	PLN	1.4	2020	Rencana
23	Biak 3	PLTMG	PLN	40	2021	Rencana
24	Merauke 3	PLTMG	PLN	20	2021	Rencana
25	Serui 3	PLTMG	PLN	10	2021	Rencana
26	Walesi Blok II	PLTM	PLN	6	2022	Rencana
27	Timika 4	PLTMG	PLN	20	2022	Rencana
28	Orya 2	PLTA	PLN	14	2023	Rencana
29	Jayapura 2	PLTG/MG/GU	PLN	100	2020/21	Rencana
30	Baliem	PLTA	PLN	50	2023-2025	Rencana
31	Merauke	PLTBM	IPP	3.5	2018	Rencana
32	Nabire - Kalibobo ¹	PLTU	IPP	2x7	2020	Committed
33	Jayapura 3	PLTG/MG/GU	Unallocated	100	2025/26	Rencana
JUMLAH				755		

Sebagaimana dapat dilihat pada Tabel E3.3, 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 terpencil, pulau-pulau kecil terluar, daerah-daerah isolated yang berbatasan langsung dengan negara tetangga, daerah-daerah dengan beban kecil yang memiliki jalur transportasi BBM, yang tidak memungkinkan untuk disambungkan ke grid dan pengembangan pembangkit gas tidak ekonomis serta pengembangan EBT belum akan dibangun dalam waktu dekat, maka akan dibangun PLTD sesuai kebutuhan pengembangan kelistrikan di daerah-daerah tersebut.

¹ Kelanjutan proyek PLTU Nabire-Kalibobo masih menunggu kepastian *financial closing* pada Maret 2017

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. Pengembangan transmisi di Provinsi Papua seperti ditampilkan dalam Tabel E3.4.

Tabel E3.4 Rencana Pengembangan SUTT 70 kV dan 150 kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	PLTMG Timika	Timika	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	60	2018	Rencana
2	Jayapura (Skyland)	Angkasa	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	20	2019	Rencana
3	PLTU Holtekamp	Waena/Sentani	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	60	2020	Rencana
4	Jayapura/Skyland	Sentani/Waena	150 kV	Uprating tegangan 150 kV	24	2018	Rencana
5	PLTU Holtekamp	Keerom	150 kV	2 cct, ACSR 1xZebra	40	2023	Rencana
6	PLTA Baliem	Wamena	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	50	2023	Rencana
7	Wamena	Elelim	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	122	2023	Rencana
8	Wamena	Karubaga	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	140	2023	Rencana
9	Karubaga	Mulia	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	120	2023	Rencana
10	Mulia	Ilaga	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	80	2023	Rencana
11	PLTA Baliem	Sumohai	150 kV	2 cct, ACSR 1xHawk	50	2023	Rencana
	Total				766		

Pengembangan Gardu Induk

Seiring dengan rencana pembangunan transmisi, akan dibangun juga GI tegangan 70 kV dan 150 kV untuk menyalurkan daya ke beban. Rincian kapasitas GI yang akan dibangun mulai tahun 2017 sampai dengan 2026 diberikan pada Tabel E3.5.

Tabel E3.5 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KET	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Skyland/Jayapura	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Pengadaan
2	Skyland/Jayapura	150/20 kV	<i>New</i>	60	2017	Pengadaan
3	Sentani/Waena	70/20 kV	<i>Ext</i>	30	2018	Pengadaan
4	Sentani/Waena	70/20 kV	<i>Ext</i>	30	2018	Pengadaan
5	Holtekamp (IBT)	150/70 kV	<i>New</i>	60	2017	Pengadaan
6	Jayapura/Skyland (IBT)	150/70 kV	<i>New</i>	60	2017	Pengadaan
7	Timika	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
8	Timika	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
9	Angkasa	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
10	Sentani Baru (IBT)	150/70 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana
11	Wamena	150/20 kV	<i>New</i>	30	2023	Rencana
12	Sumohai	150/20 kV	<i>New</i>	10	2023	Rencana
13	Karubaga	150/20 kV	<i>New</i>	10	2023	Rencana
14	Elelim	150/20 kV	<i>New</i>	10	2023	Rencana
15	Mulia	150/20 kV	<i>New</i>	10	2023	Rencana
16	Ilaga	150/20 kV	<i>New</i>	10	2023	Rencana
17	Keerom	150/20 kV	<i>New</i>	30	2023	Rencana
18	Sentani/Waena	150/20 kV	<i>New</i>	60	2020	Rencana
19	Angkasa	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2024	Rencana
20	Timika	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2026	Rencana
21	Skyland/Jayapura	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2026	Rencana
	Total			890		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua dimaksudkan untuk mendukung program tambahan pelanggan baru sekitar 621 ribu sambungan sampai dengan tahun 2026, termasuk untuk melayani listrik perdesaan dan membangun interkoneksi antar sistem 20 kV.

Jaringan distribusi yang akan dikembangkan selama periode 2017–2026 secara rinci ditampilkan pada Tabel E3.6.

Tabel E3.6 Rincian Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	3.205	694	1.726	80	117.251
2018	49.600	463	1.444	54	81.318
2019	63.300	529	3.590	64	82.596
2020	32.650	535	1.862	0	83.573
2021	-	616	502	71	86.560
2022	-	519	687	60	72.952
2023	-	181	179	21	25.369
2024	-	185	176	21	25.943
2025	-	161	130	19	22.637
2026	-	161	118	19	22.686
2017-2026	148.755	4.044	10.414	408	620.886

Tabel E3.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	450	376	8	119	3.205	14.950
2018	2.470	2.059	50	667	49.600	74.808
2019	2.100	2.228	52	951	63.300	81.037
2020	18	1.314	5	52	32.650	40.256
2021	18	657	5	52	-	20.128
2022	18	657	5	52	-	15.000
2023	18	657	5	52	-	15.000
2024	18	657	5	52	-	12.500
2025	18	657	5	52	-	10.000
2026	18	657	5	52	-	10.000

Tabel E3.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	202.443	67.071	251.968	224.314	745.796
2018	1.135.920	825.292	259.365	3.508.876	5.729.453
2019	965.762	1.115.073	272.190	4.516.148	6.869.173
2020	14.176	474.666	22.675	1.584.687	2.096.203
2021	14.176	237.333	24.858	-	276.367
2022	14.176	237.333	24.858	-	276.367
2023	14.176	237.333	24.858	-	276.367
2024	14.176	237.333	24.858	-	276.367
2025	14.176	237.333	24.858	-	276.367
2026	14.176	237.333	24.858	-	276.367

E3.3 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.

E3.4 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 adalah seperti dalam Tabel E3.9.

Tabel E3.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	1.084	1.210	194	70	240	0
2018	1.250	1.394	224	198.5	60	84
2019	1.432	1.596	256	114.6	180	20
2020	1.629	1.814	291	71.4	120	60
2021	1.841	2.049	329	120	0	0
2022	2.049	2.279	365	26	0	0
2023	2.215	2.462	395	24	110	602
2024	2.397	2.663	427	20	60	0
2025	2.593	2.878	461	70	0	0
2026	2.807	3.114	499	50	120	0
Jumlah				755	890	766

LAMPIRAN E.4

RENCANA PENGEMBANGAN SISTEM KELISTRIKAN PT PLN (Persero) DI PROVINSI PAPUA BARAT

E4.1 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 82,70%. Peta posisi sistem kelistrikan Provinsi Papua Barat seperti ditunjukkan pada Gambar E4.1.



Gambar E4.1 Peta Sistem Kelistrikan Papua Barat



Gambar E4.2 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Sorong



Gambar E4.3 Peta Rencana Pengembangan Kelistrikan Sistem Manokwari

Rincian pembangkit terpasang sebagaimana ditunjukkan pada Tabel E4.1.

Tabel E4.1 Kapasitas Pembangkit Terpasang

No	Sistem	Jenis	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang (MW)	Daya Mampu Neto (MW)	Beban Puncak (MW)
1	Sorong	PLTD, PLTG	BBM, Gas	PLN, Swasta	57,2	41,3	36,9
2	Fak Fak	PLTD, PLTM	BBM, Air	PLN	6,6	5,5	4,5
3	Teminabuan	PLTD	BBM	PLN	3,6	1,5	1,3
4	Kaimana	PLTD	BBM	PLN	7,0	4,9	2,8
5	Manokwari	PLTD	BBM	PLN	31,6	25,2	15,5
6	Bintuni	PLTD	BBM	PLN	7,0	6,3	3,0
7	Lisdes Tersebar	PLTD, PLTS	BBM, Surya	PLN	19,0	14,2	6,2
TOTAL					132,0	98,9	70,2

E4.2 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. Sebagai komitmen PLN untuk melayani masyarakat, maka PLN akan memenuhi kebutuhan tenaga listrik bagi 109 puskesmas di 222 distrik yang tersebar di 12 kabupaten 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 2017–2026 diberikan pada Tabel E4.2.

Tabel E4.2 Proyeksi Kebutuhan Tenaga Listrik

Tahun	Pertumbuhan Ekonomi (%)	Penjualan (GWh)	Produksi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pelanggan
2017	4,9	483	610	108	194.605
2018	5,1	522	655	116	209.047
2019	5,7	564	703	125	223.577
2020	6,1	609	755	134	238.712
2021	6,0	652	802	142	247.797
2022	6,0	695	850	150	254.400
2023	6,0	740	900	159	261.091
2024	6,0	788	952	168	267.912
2025	6,0	838	1.006	178	274.807
2026	5,9	891	1.062	188	281.739
Pertumbuhan	5,8	7,0%	6,4%	6,3%	4,2%

E4.3 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 di beberapa 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 Papua Barat secara umum masih belum tercukupi dengan baik dan sebagian besar masih mengandalkan pembangkit berbahan bakar minyak. Dengan mempertimbangkan sumber energi lokal dimana terdapat beberapa sumber gas seperti di Bintuni dan Salawati maka pengembangan energi berbahan bakar gas untuk memenuhi kebutuhan listrik menjadi prioritas. Sampai dengan tahun 2026 direncanakan akan dibangun pembangkit berbahan bakar dual fuel atau gas sebesar 320 MW.

Untuk kondisi sistem kelistrikan di ibukota provinsi yaitu Manokwari yang masih belum tercukupi, mitigasi jangka pendek adalah dengan membangun pembangkit berbahan bakar gas yaitu *mobile power plant* (MPP) berkapasitas 20 MW *dual fuel* (gas dan HSD) dan diharapkan dapat beroperasi pada tahun 2018. Sedangkan untuk sistem kelistrikan di Sorong, yang hingga saat ini masih mengandalkan pasokan daya dari *excess power* beberapa perusahaan dan sebagian kecil dari PLTD BBM, maka akan dibangun PLTG/MG *dual fuel* (gas dan HSD) di beberapa ibukota Kabupaten yaitu Sorong, Fak-Fak dan Teluk Bintuni, juga.

Dengan mempertimbangkan kendala-kendala pengembangan PLTU, baik kendala transportasi maupun kendala ketersediaan batubara yang cukup, maka rencana pengembangan pembangkit PLTU akan digantikan dengan pembangkit PLTG/MG/GU. Ketersediaan bahan bakar gas yang relative lebih dekat dan mudah didapat dan upaya menempatkan pembangkit dekat dengan sumber energi menjadikan alternatif jenis pembangkit PLTG/MG/GU relative lebih baik untuk dikembangkan di propinsi Papua Barat. Untuk memenuhi kebutuhan listrik sampai dengan tahun 2026, direncanakan akan dibangun PLTG/MG/GU, PLTA, PLTM dan PLTS dengan tambahan kapasitas pembangkit seperti pada Tabel E4.3.

Tabel E4.3 Rencana Pengembangan Pembangkit

NO	PROYEK	JENIS	ASUMSI PENGEMBANG	KAPASITAS (MW)	COD	STATUS
1	MPP Manokwari	PLTG/MG	PLN	20	2018	Pengadaan
2	Kaimana	PLTG/MG	PLN	10	2018	Rencana
3	MPP Fak-Fak	PLTG/MG	PLN	10	2018	Pengadaan
4	Sorong	PLTG/MG	PLN	30	2018	Rencana
5	Sorong	PLTG/MG	PLN	20	2019	Rencana
6	Bintuni	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
7	Raja Ampat	PLTMG	PLN	10	2018	Rencana
8	Manokwari 2	PLTMG	PLN	20	2019	Rencana
9	Fak-Fak	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
10	Kaimana 2	PLTMG	PLN	10	2020	Rencana
11	Sorong 2	PLTG/MG/GU	PLN	100	2021/22	Rencana
12	Waigo	PLTM	PLN	1,3	2022	Studi
13	Sorong 3	PLTG/MG/GU	PLN	50	2025	Rencana
14	Manokwari 3	PLTMG	Unallocated	20	2024	Rencana
JUMLAH				321		

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 sebagaimana diberikan pada Tabel E4.4.

Tabel E4.4 Rencana Pengembangan SUTT 150kV

No	DARI	KE	TEG	KONDUKTOR	KMS	COD	STATUS
1	PLTG/MG Sorong (Town Feeder)	Aimas	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	22	2018	Rencana
2	Aimas	Sorong	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	24	2018	Rencana
3	Sorong	Rufey	150 kV	2 cct, ACSR 2xZebra	20	2018	Rencana
4	PLTMG Manokwari	Manokwari	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	24	2019	Rencana
5	PLTMG Manokwari	Prafi	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	40	2020	Rencana
6	PLTMG Manokwari	Ransiki	150 kV	2 cct, ACSR 2xHawk	150	2024	Rencana
	Total				280		

Pengembangan Gardu Induk

Rencana pembangunan gardu induk dilakukan seiring dengan rencana pembangunan transmisi 150 kV di Sorong dan Manokwari untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit ke pusat beban. Hingga tahun 2026, kapasitas trafo GI yang akan dibangun sebagaimana pada Tabel E4.5.

Tabel E4.5 Rencana Pengembangan GI

No	NAMA GARDU INDUK	TEGANGAN	KETERANGAN	KAPASITAS (MVA)	COD	STATUS
1	Sorong	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
2	Aimas	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
3	Rufey	150/20 kV	<i>New</i>	60	2018	Rencana
4	Manokwari	150/20 kV	<i>New</i>	60	2019	Rencana
5	Prafi	150/20 kV	<i>New</i>	30	2020	Rencana
6	Ransiki	150/20 kV	<i>New</i>	30	2024	Rencana
7	Sorong	150/20 kV	<i>Ext</i>	60	2025	Rencana
	Total			360		

Pengembangan Distribusi

Pengembangan jaringan distribusi di Provinsi Papua Barat dimaksudkan untuk mendukung program penyambungan pelanggan baru sekitar 103 ribu sambungan, 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 2017-2026 termasuk untuk melistriki secara rinci ditampilkan pada Tabel C14.6.

Tabel E4.6 Rencana Pengembangan Distribusi

Tahun	KIT kW/kWp	JTM kms	JTR kms	Trafo MVA	Pelanggan
2017	4.335	529	3.590	64	15.946
2018	6.450	535	1.862	0	14.443
2019	3.075	616	502	71	14.530
2020	7.650	519	687	60	15.134
2021	-	181	179	21	9.085
2022	-	185	176	21	6.603
2023	-	161	130	19	6.692
2024	-	161	118	19	6.821
2025	-	169	116	20	6.895
2026	-	177	113	21	6.932
2017-2026	21.510	3.234	7.473	315	103.080

Tabel E4.7 Rencana Pengembangan Listrik Perdesaan

Tahun	JTM kms	JTR kms	Trafo		Pembangkit kW/kWp	Pelanggan (Ribu)
			MVA	unit		
2017	94	114	5	9	4.335	6.500
2018	60	186	3	102	6.450	5.739
2019	90	95	2	57	3.075	2.929
2020	158	251	8	78	7.650	7.717
2021	183	117	8	78	-	4.454
2022	182	116	8	78	-	4.419
2023	182	116	8	78	-	4.419
2024	178	114	8	76	-	4.337
2025	177	113	8	76	-	4.292
2026	177	113	8	76	-	4.292

Tabel E4.8 Kebutuhan Investasi Listrik Perdesaan (Juta Rp)

Tahun	JTM	JTR	Trafo	Pembangkit	Total Biaya
2017	29.115	18.959	44.182	99.340	191.596
2018	27.593	135.185	18.059	465.750	646.587
2019	41.390	46.053	12.432	219.821	319.695
2020	48.733	91.324	37.130	426.871	604.059
2021	55.235	31.097	27.630	-	113.962
2022	54.803	30.854	27.414	-	113.071
2023	54.803	30.854	27.414	-	113.071
2024	53.790	30.284	26.907	-	110.982
2025	53.235	29.971	26.630	-	109.836
2026	53.235	29.971	26.630	-	109.836

E4.4 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 terlihat 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.

E4. 5 Ringkasan

Ringkasan proyeksi kebutuhan tenaga listrik, pembangunan fasilitas kelistrikan dan kebutuhan investasi sampai dengan tahun 2026 diperlihatkan pada Tabel E4.9.

Tabel E4.9 Ringkasan

Tahun	Penjualan (GWh)	Produksi Energi (GWh)	Beban Puncak (MW)	Pembangkit (MW)	GI (MVA)	Transmisi (kms)
2017	483	610	108	0	0	0
2018	522	655	116	100	180	66
2019	564	703	125	30	60	24
2020	609	755	134	70	30	40
2021	652	802	142	70	0	0
2022	695	850	150	1.3	0	0
2023	740	900	159	0	0	0
2024	788	952	168	20	30	150
2025	838	1.006	178	30	60	0
2026	891	1.062	188	0	0	0
Jumlah				321	360	280

LAMPIRAN F

ANALISIS RISIKO

IDENTIFIKASI RISIKO

Dalam melaksanakan RUPTL terdapat beberapa risiko strategis PLN yang dapat menyebabkan realisasi tidak sesuai dengan rencana dan menimbulkan dampak keuangan yang significant bagi PLN, yaitu :

1. Risiko Perencanaan Tambahan Kapasitas Infrastruktur Ketenagalistrikan

Tambahan kapasitas Pembangkit yang direncanakan dalam RUPTL dihitung berdasarkan asumsi pertumbuhan ekonomi yang ditetapkan oleh Pemerintah dalam Rencana Jangka Panjang dan Menengah Nasional (RJPMN) yang kemudian diterjemahkan ke dalam Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN). Dari historical data, PLN menetapkan rasio elastisitas antara pertumbuhan kebutuhan listrik terhadap pertumbuhan ekonomi adalah 130%. Artinya, jika asumsi pertumbuhan ekonomi 6%, maka pertumbuhan kebutuhan listrik diasumsikan meningkat 7,8%, Tambahan kapasitas infrastruktur lainnya, yaitu jaringan transmisi dan distribusi serta gardu induk, akan direncanakan sesuai dengan tambahan pembangkit. Jika RUPTL dilaksanakan sesuai asumsi, namun realisasi pertumbuhan ekonomi lebih rendah dari yang diasumsikan maka akan terjadi over capacity sehingga ada risiko kelebihan pasokan yang tidak terjual, yang pada akhirnya akan meningkatkan BPP. Hal ini memberikan dampak kenaikan BPP yang lebih besar lagi dengan adanya skema Take Or Pay (TOP) pada perjanjian jual beli listrik dengan perusahaan IPP. Jika proyek yang direncanakan adalah proyek PLN, maka aset tidak menghasilkan revenue yang diperlukan untuk membayar capital debt ke lender. Kebalikannya, jika RUPTL dilaksanakan sesuai asumsi, namun realisasi pertumbuhan ekonomi lebih tinggi dari asumsi, maka akan terjadi risiko sebagai berikut :

- Pertumbuhan ekonomi terhambat karena kurangnya infrastruktur ketenagalistrikan.
- Kapasitas pembangkit, transmisi dan distribusi yang dibangun lebih sedikit dari yang dibutuhkan, maka akan 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.
- Konsumen industri dan bisnis memproduksi listrik sendiri dengan pembangkit skala kecil, secara keekonomian nasional hal ini sangat tidak efisien.

- 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.

2. Risiko pada proses Pengadaan Proyek

Kualitas dari proses pengadaan proyek akan menentukan kualitas (kemampuan teknis dan finansial) dari perusahaan yang akan ditunjuk sebagai pemenang tender. Proses pengadaan seringkali memerlukan waktu yang lama karena banyaknya grey area yang menyulitkan dari mulai proses Prakualifikasi, evaluasi proposal, sampai ke negosiasi kontrak. Keterlambatan dalam proses pengadaan akan menyebabkan pada mundurnya jadwal COD proyek, yang akan berdampak pada potential revenue loss bagi PLN.

Kriteria prakualifikasi serta evaluasi teknis yang kurang detail akan menimbulkan risiko terpilih perusahaan yang tidak kompeten sebagai pemenang tender. Jika hal ini terjadi maka akan timbul risiko kualitas pembangkit dibawah standar yang akan berdampak pada kenaikan BPP, dan atau timbul risiko keterlambatan proyek yang akan berdampak pada potential revenue loss bagi PLN.

3. Risiko Pendanaan Proyek

PLN harus menyediakan dana untuk seluruh proyek pembangkit porsi PLN dan seluruh proyek Transmisi dan Gardu Induk. Sumber dana sebagian besar berasal dari ekuitas, serta pinjaman / obligasi dalam dan luar negeri. Jika Debt Equity Ratio (DER) tinggi, maka timbul risiko kesulitan mendapatkan pinjaman / obligasi. Dan jika struktur neraca keuangan PLN tidak kuat maka akan timbul risiko tidak tersedianya sumber dana dari ekuitas internal. Penerapan ISAK 8 pada laporan keuangan PLN menyebabkan meningkatnya kewajiban jangka panjang dan risiko selisih kurs PLN, sehingga akan menyulitkan dalam peningkatan ekuitas serta pencarian pinjaman / obligasi. Jaringan transmisi dan distribusi, serta gardu induk, merupakan infrastruktur ketenagalistrikan yang harus dibangun di seluruh wilayah Indonesia tanpa harus menunggu adanya demand terlebih dahulu. Infrastruktur ketenagalistrikan sama halnya seperti infrastruktur jalan, justru dibangun untuk menciptakan kebutuhan (demand creation) atau sebagai pendorong pertumbuhan ekonomi. Tingkat pengembalian proyek-proyek jenis ini memerlukan waktu yang lama, sehingga cukup berisiko jika didanai dari pinjaman.

4. Risiko pada Eksekusi Proyek

Pembangunan instalasi ketenagalistrikan, baik berupa pembangkit, jaringan transmisi dan distribusi, dapat terhambat sehingga realisasinya menyimpang dari target waktu. Penyelesaian pembangunan instalasi ketenagalistrikan harus terintegrasi, dimana Transmisi dan Distribusi harus diselesaikan lebih dahulu dari Pembangkit, agar seluruh daya yang

dihasilkan pembangkit dapat langsung disalurkan kepada pelanggan. Keterlambatan penyelesaian proyek akan berdampak pada timbulnya potential revenue loss serta peningkatan BPP karena menggunakan pembangkit dengan energi primer yang lebih mahal.

Keterlambatan proyek dapat disebabkan oleh :

- Perijinan dan pembebasan lahan.
- Masalah lingkungan, khususnya pada proyek-proyek PLTU.
- Kinerja kontraktor kurang baik, dari aspek teknis maupun finansial.
- Kurangnya skill workers dan peralatan konstruksi, khususnya pada proyek-proyek Transmisi.
- Masalah sosial berupa penolakan masyarakat terhadap keberadaan instalasi PLN yang dipersepsikan mengganggu dan berbahaya.

5. Risiko Penyediaan Energi Primer

Biaya energi primer merupakan komponen biaya operasional tertinggi pada pembangkitan. Sesuai dengan Kebijakan Energi Nasional, bauran energi pada pembangkit listrik pada tahun 2025 adalah : batubara 50%, gas 25%, energi baru dan terbarukan 25%. Dengan komposisi tersebut, maka penyediaan batubara dan gas untuk pembangkit listrik perlu dikelola dengan baik. Risiko pada energi primer adalah sebagai berikut :

- Risiko fluktuasi harga, 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 60 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 pasokan energi primer. RUPTL ini disusun dengan asumsi batubara dan gas tersedia dengan cukup, andal dan tepat waktu. Namun seringkali terjadi keterlambatan pasokan gas alam yang diperlukan pembangkit yang membutuhkan, atau volume yang semakin berkurang akibat depletion sumur yang lebih cepat dari rencana. Pasokan batubara ke pembangkit juga sering terkendala, baik karena alasan komersial maupun operasional.

6. 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.

7. Risiko Regulasi

Risiko regulasi terutama berkaitan dengan:

- Risiko tarif listrik. Tarif Dasar Listrik (TDL) ditentukan berdasarkan formulasi yang dikaitkan dengan harga minyak (ICP), kurs Rupiah terhadap USD, dan tingkat inflasi. Saat ini dan juga ke depannya, sesuai dengan Kebijakan Energi Nasional, penggunaan BBM semakin kecil dan didominasi oleh batubara dan gas. Karena tarif listrik hanya dikaitkan dengan harga dari satu jenis energi primer (minyak), maka tarif listrik tidak mencerminkan struktur biaya produksi yang sebenarnya, sehingga terjadi risiko BPP lebih tinggi dari harga jual.
- 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.

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, pousi, dan kebisingan, yang secara potensial menimbulkan risiko lain, seperti tuntutan hukum oleh masyarakat.

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 perencanaan tambahan kapasitas infrastruktur ketenagalistrikan.

- Untuk mitigasi risiko pembayaran penalty Take Or Pay kepada IPP (deem dispatch), maka perlu dijaga keseimbangan komposisi kapasitas pembangkit PLN vs pembangkit IPP.
- Pertumbuhan ekonomi lebih rendah dari yang direncanakan Untuk mitigasi penurunan penjualan, perlu dilakukan langkah-langkah sebagai berikut :
- 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 mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,

Untuk mitigasi realisasi demand yang lebih tinggi daripada *demand forecast*, dilakukan langkah-langkah sebagai berikut :

- 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 hemat 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,

- Menggunakan pembangkit sewa sebagai solusi jangka pendek, sementara menunggu penyelesaian proyek-proyek pembangkit.
 - Secara periodik mereview dan memperbaharui perhitungan prakiraan kebutuhan listrik dengan menggunakan parameter terbaru yang lebih akurat,
 - Mendorong pembelian listrik dari *excess power*, pembangkit skala kecil.
2. Mitigasi risiko proses pengadaan proyek
- Menyempurnakan kualitas dokumen perencanaan (Feasibility Study dan Dokumen Tender), agar peserta tender dapat dengan mudah memahami ruang lingkup, spesifikasi, term and condition, serta data/informasi lainnya yang diperlukan untuk penyusunan penawaran teknis dan harga, sehingga tidak menimbulkan grey areas yang dapat memperlambat proses pengadaan.
 - Meningkatkan kualitas survey, antara lain penyelidikan tanah untuk mengurangi kesalahan desain yang dapat menyebabkan timbulnya perubahan nilai kontrak.
 - 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.
 - Menetapkan kriteria Prakualifikasi (PQ) yang ketat pada aspek kualifikasi teknis, kemampuan keuangan, kemampuan SDM, dan administrasi perusahaan. Menggali sebanyak mungkin informasi tentang para bidder, karena akan menjadi partner PLN secara jangka panjang.
 - Menetapkan kriteria Evaluasi Penawaran yang detail dan ketat pada aspek teknis dan harga.
 - Menetapkan secara jelas di dalam kontrak EPC dan PPA, aturan tentang penalty atas keterlambatan penyelesaian proyek serta performance proyek.
3. Mitigasi risiko pendanaan proyek
- Memanfaatkan pasar modal, lembaga keuangan bilateral/multilateral dan APBN dalam pendanaan proyek-proyek PLN
 - Meningkatkan kemampuan PLN dalam menghasilkan dana internal dengan meningkatkan profitabilitas melalui efisiensi biaya serta restrukturisasi tarif listrik
 - Mencari dukungan/garansi Pemerintah dalam upaya memperoleh pendanaan untuk proyek PLN dan dalam bermitra dengan IPP

- Melakukan sekuritisasi asset (efek beragun asset) atas future cash flow, limited concession scheme, turn key project with divert payment pada proyek transmisi dan gardu induk.
- Mengembangkan model *project finance* dimana *EPC Contractors* juga membawa pendanaan proyek

4. Mitigasi risiko pada eksekusi proyek

- Meningkatkan kordinasi dan kerjasama dengan pihak-pihak terkait dalam pembebasan lahan, pengurusan perijinan dan persetujuan untuk mengurangi kemungkinan keterlambatan.
- Memilih kontraktor yang berkualitas untuk mengurangi keterlambatan pembangunan, *cost over-run*, dan tidak tercapainya performance instalasi.
- Memonitor secara ketat pelaksanaan milestone-milestone yang disepakati di kontrak / PPA, Melakukan investasi peralatan konstruksi Transmisi (yang jumlahnya terbatas dipasar), untuk membantu para kontraktor dalam mempercepat penyelesaian proyek transmisi.
- Memperkuat fungsi manajemen proyek yang terintegrasi antara pembangunan pembangkit, transmisi, dan garadu induknya.
- Mengoptimalkan penggunaan tools Project Management Office (PMO) secara real time dan online
- 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.

5. Mitigasi risiko penyediaan energi primer

- Membuat kontrak jangka panjang dengan penyedia energi primer untuk memastikan ketersediaannya pada saat instalasi siap beroperasi.
- Meningkatkan domestic market obligation batu bara untuk menjaga kontinuitas pasokan secara jangka panjang
- Mengintegrasikan pengembangan usaha tambang batu bara y untuk menjamin ketersediaan sumber energi primer.
- Membangun supply chain gas dari luar negeri sebagai antisipasi dibukanya kran import gas bagi pembangkit listrik.
- Merencanakan infrastruktur gas serta coal terminal yang paling efektif dan efisien sesuai dengan lokasi-lokasi pembangkit PLN.

6. 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.

7. Mitigasi risiko regulasi

- Meningkatkan komunikasi dengan pihak-pihak terkait untuk proses restrukturisasi TDL.
- Mengembangkan tarif supaya sejalan dengan perkembangan kondisi keuangan Pemerintah sehingga dapat memperkecil ketidakpastian subsidi.

8. Mitigasi risiko bencana

- Menggunakan asuransi untuk risiko tertentu, baik risiko bencana alam maupun risiko bencana akibat ulah 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 pegaruh 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.

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA,

ttd.

IGNASIUS JONAN

Salinan sesuai dengan aslinya
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEPALA BIRO HUKUM,

