

添付資料－13 国家電力総合計画 (RUKN 2008-2027)



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

**KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
NOMOR : 2682 K/21/MEM/2008**

TENTANG

**RENCANA UMUM
KETENAGALISTRIKAN NASIONAL
2008 s.d. 2027**

**DEPARTEMEN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
JAKARTA, 13 NOVEMBER 2008**

www.djlpe.esdm.go.id



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

KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
NOMOR : 2682 K/21/MEM/2008

TENTANG

RENCANA UMUM KETENAGALISTRIKAN NASIONAL

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

- Menimbang :
- a. bahwa dalam rangka penyediaan tenaga listrik yang cukup, merata, andal, dan berkesinambungan bagi seluruh masyarakat perlu adanya perencanaan umum ketenagalistrikan nasional yang terpadu dengan memperhatikan berbagai pemikiran dan pandangan yang hidup dalam masyarakat serta aspirasi daerah dalam sektor ketenagalistrikan;
 - b. bahwa Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional sebagaimana ditetapkan dalam Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2270 K/31/MEM/2006 tanggal 30 Juni 2006, tidak sesuai lagi dengan perkembangan rencana penyediaan tenaga listrik saat ini;
 - c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, dan sesuai ketentuan Pasal 2 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006, perlu menyempurnakan dan menetapkan kembali Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional dalam suatu Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral;
- Mengingat :
1. Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan (Lembaran Negara RI Tahun 1985 Nomor 74, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 3317);
 2. Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2004 tentang Pemerintahan Daerah (Lembaran Negara RI Tahun 2004 Nomor 125, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 4437) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2008 tentang Perubahan Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2004 tentang Pemerintahan Daerah (Lembaran Negara RI Tahun 2008 Nomor 59, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 4844);
 3. Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik (Lembaran Negara RI Tahun 1989 Nomor 24, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 3394) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 (Lembaran Negara RI Tahun 2006 Nomor 56, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 4628);

4. Peraturan Pemerintah Nomor 38 Tahun 2007 tentang Pembagian Urusan Pemerintahan Antara Pemerintah, Pemerintahan Daerah Provinsi, dan Pemerintahan Daerah Kabupaten/Kota (Lembaran Negara RI Tahun 2007 Nomor 82, Tambahan Lembaran Negara RI Nomor 4737);
5. Keputusan Presiden Nomor 187/M Tahun 2004 tanggal 20 Oktober 2004 sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Keputusan Presiden Nomor 77/P Tahun 2007 tanggal 28 Agustus 2007;
6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0030 Tahun 2005 tanggal 20 Juli 2005 tentang Organisasi dan Tata Kerja Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral;

MEMUTUSKAN :

- Menetapkan : KEPUTUSAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG RENCANA UMUM KETENAGALISTRIKAN NASIONAL.
- KESATU : Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional, selanjutnya disebut RUKN adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan Menteri ini.
- KEDUA : RUKN sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu digunakan sebagai pedoman bagi Pemerintah, Pemerintah Daerah, dan Pelaku Usaha dalam membuat kebijakan, melaksanakan pengembangan dan pembangunan ketenagalistrikan.
- KETIGA : RUKN sebagaimana dimaksud dalam Diktum Kesatu dapat ditinjau kembali setiap tahun sesuai dengan perkembangan keadaan.
- KEEMPAT : Dengan ditetapkannya Keputusan Menteri ini, Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2270 K/31/MEM/2006 tanggal 30 Juni 2006 tentang Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.
- KELIMA : Keputusan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 13 November 2008



MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

Purnomo Yusgiantoro
PURNOMO YUSGIANTORO

Tembusan :

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



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

**SAMBUTAN
MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL**

Sesuai amanat Pasal 5 ayat 1 Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan dan Pasal 2 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006, Pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral menetapkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN).

RUKN ini berisikan tentang perkiraan kebutuhan tenaga listrik untuk kurun waktu dua puluh tahun ke depan, potensi sumber energi primer di berbagai daerah yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik, sasaran dan rencana penyediaan tenaga listrik serta kebutuhan investasi.

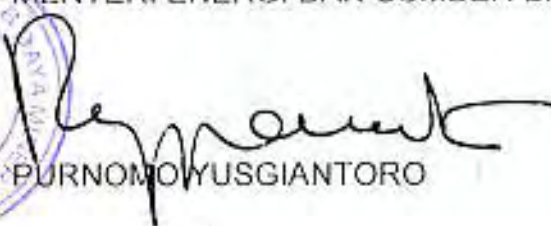
RUKN ini dapat memberikan informasi secara luas tentang kebijakan Pemerintah dalam perencanaan ketenagalistrikan, dan menjadi acuan bagi Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) dan Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan untuk Kepentingan Umum (PIUKU) untuk menyusun Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) dalam rangka memenuhi kebutuhan tenaga listrik di dalam wilayah usahanya masing-masing.

Sesuai dengan perkembangan penyediaan tenaga listrik, RUKN ini akan dimutakhirkan secara berkala setiap tahun, sehingga masukan seluruh *stakeholder* sektor ketenagalistrikan sangat diperlukan untuk penyempurnaan penyusunan RUKN selanjutnya.

Jakarta, November 2008



MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,


PURNOMO YUSGIANTORO

DAFTAR ISI

| | |
|--|-----------|
| Keputusan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral..... | ii |
| Sambutan Menteri Energi Dan Sumber Daya Mineral..... | iv |
| Daftar Isi..... | v |
| Daftar Tabel..... | ix |
| Daftar Lampiran | x |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1. Latar Belakang..... | 1 |
| 2. Visi Dan Misi Sektor Ketenagalistrikan..... | 1 |
| Visi Sektor Ketenagalistrikan | 1 |
| Misi Sektor Ketenagalistrikan | 2 |
| 3. Tujuan Revisi Penyusunan RUKN..... | 2 |
| 4. Landasan Hukum RUKN..... | 4 |
| BAB II KEBIJAKAN SEKTOR KETENAGALISTRIKAN NASIONAL | 5 |
| 1. Perkembangan Kebijakan Sektor Tenaga Listrik | 5 |
| 2. Kebijakan Penyediaan Tenaga Listrik | 6 |
| 2.1 Penyelenggaraan | 6 |
| 2.2. Tarif | 7 |
| 3. Kebijakan Pemanfaatan Energi Primer Untuk Pembangkitan Tenaga Listrik..... | 7 |
| 4. Penanganan Listrik Desa Dan Misi Sosial | 8 |
| 5. Kebijakan Lindungan Lingkungan..... | 8 |
| 6. Standardisasi, Keamanan Dan Keselamatan, Serta Pengawasan ... | 9 |
| 7. Manajemen Permintaan Dan Penyediaan Tenaga Listrik | 10 |
| 8. Penanggulangan Krisis Penyediaan Tenaga Listrik..... | 10 |
| Program Jangka Pendek..... | 10 |
| Program Jangka Menengah/Panjang | 11 |
| BAB III KONDISI KELISTRIKAN | 12 |
| 1. Pulau Sumatera | 12 |
| Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (Nad)..... | 12 |
| Provinsi Sumatera Utara | 12 |
| Provinsi Sumatera Barat..... | 13 |
| Provinsi Riau dan Provinsi Kepulauan Riau | 13 |
| Provinsi Sumatera Selatan, Provinsi Jambi dan Provinsi Bengkulu | 13 |
| Provinsi Lampung..... | 14 |
| Provinsi Bangka Belitung..... | 14 |
| Batam | 14 |
| 2. Pulau Jawa dan Bali..... | 15 |
| Provinsi Bali..... | 15 |

| | |
|---|-----------|
| Provinsi Jawa Timur | 15 |
| Provinsi Jawa Tengah dan DIY | 16 |
| Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten | 16 |
| Provinsi Daerah Khusus Ibukota Jakarta..... | 16 |
| 3. Pulau Kalimantan..... | 17 |
| Provinsi Kalimantan Timur..... | 17 |
| Provinsi Kalimantan Selatan dan Provinsi Kalimantan Tengah | 17 |
| Provinsi Kalimantan Barat | 17 |
| 4. Pulau Sulawesi | 18 |
| Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Sulawesi Tengah dan Provinsi Gorontalo..... | 18 |
| Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara dan Provinsi Sulawesi Barat..... | 18 |
| 5. Kepulauan Nusa Tenggara | 19 |
| Provinsi Nusa Tenggara Barat..... | 19 |
| Provinsi Nusa Tenggara Timur | 19 |
| 6. Pulau Maluku | 19 |
| Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara | 19 |
| 7. Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat | 20 |
| 8. Kondisi Sistem Penyaluran Tenaga Listrik..... | 20 |
| BAB IV RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK | 21 |
| 1. Prakiraan Kebutuhan Tenaga Listrik | 21 |
| 2. Sarana Penyediaan Tenaga Listrik..... | 23 |
| Pembangkit Tenaga Listrik | 23 |
| Pengembangan Penyaluran Tenaga Listrik..... | 24 |
| Pengembangan Distribusi Tenaga Listrik | 25 |
| 3. Prakiraan Kebutuhan Dan Penyediaan Tenaga Listrik Secara Regional..... | 26 |
| A. Jawa-Bali..... | 26 |
| Jawa-Madura-Bali | 26 |
| Sistem Jawa-Madura-Bali | 26 |
| B. Sumatera..... | 27 |
| Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)..... | 27 |
| Provinsi Sumatera Utara | 27 |
| Provinsi Sumatera Barat | 27 |
| Provinsi Riau dan Kepri..... | 27 |
| Kelistrikan S2JB (Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu)..... | 28 |
| Provinsi Lampung | 28 |
| Neraca Daya Sistem Sumatera..... | 28 |
| Kelistrikan di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung | 29 |
| Batam..... | 29 |
| C. Kalimantan..... | 29 |

| | |
|--|----|
| Provinsi Kalimantan Barat..... | 29 |
| Provinsi Kalimantan Timur | 30 |
| Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Sistem Kalselteng) | 30 |
| D. Sulawesi..... | 31 |
| Sistem Kelistrikan Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo (Sistem Suluttenggo) | 31 |
| Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Sulawesi Barat (Sistem Sulserabar)..... | 31 |
| E. Nusa Tenggara | 32 |
| Provinsi Nusa Tenggara Barat (NTB)..... | 32 |
| Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT) | 32 |
| F. Maluku..... | 32 |
| Provinsi Maluku Dan Provinsi Maluku Utara | 32 |
| G. Papua | 33 |
| 4. Kebutuhan Tenaga Listrik Nasional..... | 33 |
| 5. Rencana Penggunaan Energi Primer Untuk Pembangkit Tenaga Listrik..... | 33 |
| 6. Program Elektrifikasi Desa | 35 |
| BAB V POTENSI SUMBER DAYA ENERGI..... | 37 |
| 1. PEMANFAATAN SUMBER ENERGI UNTUK PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK | 37 |
| Batubara..... | 37 |
| Minyak Bumi..... | 37 |
| Tenaga Air..... | 38 |
| Panas Bumi | 38 |
| 2. POTENSI SUMBER ENERGI DI PROVINSI..... | 38 |
| Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)..... | 38 |
| Sumatera Utara | 39 |
| Sumatera Barat | 39 |
| Riau dan Kepulauan Riau..... | 39 |
| Jambi..... | 39 |
| Bengkulu | 40 |
| Sumatera Selatan..... | 40 |
| Lampung | 40 |
| Bangka Belitung | 40 |
| Kalimantan Timur | 40 |
| Kalimantan Tengah | 41 |
| Kalimantan Selatan | 41 |
| Kalimantan Barat..... | 41 |
| Nusa Tenggara Barat | 41 |
| Nusa Tenggara Timur..... | 41 |

| | |
|--|-----------|
| Sulawesi Selatan | 41 |
| Sulawesi Utara | 42 |
| Sulawesi Tengah | 42 |
| Sulawesi Tenggara | 42 |
| Gorontalo | 43 |
| Maluku dan Maluku Utara | 43 |
| Papua dan Papua Barat | 43 |
| Bali | 43 |
| Jawa Timur | 43 |
| Jawa Tengah | 44 |
| Jawa Barat | 44 |
| Banten | 44 |
| BAB VI KEBUTUHAN DANA INVESTASI | 46 |

DAFTAR TABEL

| | | |
|---------|---|----|
| Tabel 1 | Asumsi yang Dipergunakan | 22 |
| Tabel 2 | Rasio Elektrifikasi (%) | 22 |
| Tabel 3 | Sasaran Penjualan Listrik PT PLN (Persero) | 23 |
| Tabel 4 | Persentase Komposisi Energi Primer Untuk Pembangkit (%) | 35 |
| Tabel 5 | Data Potensi Sumber Energi | 45 |
| Tabel 6 | Kebutuhan Dana Investasi Sarana Penyediaan Tenaga Listrik | 47 |

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I. JARINGAN TRANSMISI

| | |
|---|----|
| I. A. Jaringan Transmisi Jawa – Bali..... | 48 |
| I. B. Jaringan Transmisi Sumatera..... | 49 |
| I. C. Jaringan Transmisi Kalimantan..... | 50 |
| I. D. Jaringan Transmisi Sulawesi..... | 51 |

LAMPIRAN II. PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN

| | |
|--|----|
| II. A. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Jawa – Madura – Bali..... | 52 |
| II. B. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Sumatera | 54 |
| II. C. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Bangka Belitung..... | 56 |
| II. D. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Batam..... | 58 |
| II. E. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Kalimantan Barat..... | 60 |
| II. F. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Kalimantan Timur..... | 62 |
| II. G. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah..... | 64 |
| II. H. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah dan Gorontalo..... | 66 |
| II. I. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara dan Sulawesi Barat..... | 68 |
| II. J. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Nusa Tenggara Barat..... | 70 |
| II. K. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Nusa Tenggara Timur..... | 72 |
| II. L. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Maluku dan Maluku Utara..... | 74 |
| II. M. Prakiraan Kebutuhan Beban Daerah Papua..... | 76 |
| II. N. Prakiraan Kebutuhan Beban Indonesia..... | 78 |

LAMPIRAN III. POTENSI SUMBER DAYA ENERGI

| | |
|---|----|
| III. A. Cadangan Batubara Indonesia..... | 80 |
| III. B. Cadangan Gas Bumi Indonesia..... | 81 |
| III. C. Cadangan Minyak Bumi Indonesia..... | 82 |
| III. D. Distribusi Lokasi Panas Bumi Indonesia..... | 83 |

BAB I PENDAHULUAN

1. LATAR BELAKANG

Dalam rangka penyelenggaraan penyediaan tenaga listrik yang lebih merata, andal dan berkelanjutan diperlukan suatu perencanaan yang komprehensif dengan cakrawala nasional. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) merupakan kebijakan umum dibidang ketenagalistrikan yang terpadu mencakup antara lain, prakiraan kebutuhan dan penyediaan tenaga listrik, kebijakan investasi dan pendanaan, kebijakan pemanfaatan sumber energi primer serta energi baru dan terbarukan untuk pembangkit tenaga listrik.

RUKN ditetapkan sebagai acuan dalam pembangunan dan pengembangan sektor ketenagalistrikan di masa yang akan datang bagi Pemerintah, Pemerintah Daerah, Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK) dan Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan untuk Kepentingan Umum (PIUKU). Peranan RUKN akan semakin penting dengan adanya perubahan lingkungan strategis baik dalam lingkup lokal, nasional, regional maupun global.

Disamping itu partisipasi swasta pada sektor ketenagalistrikan diharapkan semakin meningkat, sehingga RUKN ini dapat memperjelas dan membakukan penentuan proyek yang dilaksanakan baik oleh PKUK maupun yang akan dikerjasamakan dengan pihak lain.

Adanya dinamika masyarakat, terutama perubahan ekonomi makro sangat berpengaruh dalam perubahan tingkat kebutuhan akan tenaga listrik. Memperhatikan kondisi tersebut, maka RUKN dapat ditinjau ulang (*review*) setiap tahun agar tetap layak digunakan sebagai acuan. RUKN dibuat dengan rentang waktu perencanaan selama 20 (dua puluh) tahun.

Sesuai dengan Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan, Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006, maka seluruh pelaku usaha penyediaan tenaga listrik yang memiliki wilayah usaha wajib membuat Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) di wilayah usahanya masing-masing dengan mengacu kepada RUKN.

2. VISI DAN MISI SEKTOR KETENAGALISTRIKAN

Visi Sektor Ketenagalistrikan

Visi sektor ketenagalistrikan adalah dapat melistriki seluruh rumah tangga, desa serta memenuhi kebutuhan industri yang berkembang cepat dalam jumlah yang cukup, transparan, efisien, andal, aman dan akrab lingkungan untuk mendukung pertumbuhan perekonomian nasional dan meningkatkan kesejahteraan rakyat.

Misi Sektor Ketenagalistrikan

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik sesuai visi tersebut, maka Pemerintah mengambil langkah-langkah sebagai berikut:

- a. membangkitkan tenaga listrik dalam skala besar untuk masyarakat perkotaan, daerah yang tingkat kepadatannya tinggi atau sistem kelistrikan yang besar;
- b. memberikan prioritas kepada pembangkit tenaga listrik dari energi terbarukan untuk kelistrikan desa dan daerah terpencil;
- c. menjaga keselamatan ketenagalistrikan dan kelestarian fungsi lingkungan; dan
- d. memanfaatkan sebesar-besarnya tenaga kerja, barang dan jasa produksi dalam negeri.

3. TUJUAN REVISI PENYUSUNAN RUKN

Pada prinsipnya tujuan revisi penyusunan RUKN ini adalah sebagai antisipasi perubahan lingkungan strategis yang terjadi yang mempengaruhi sektor ketenagalistrikan. Hal ini penting mengingat RUKN merupakan pedoman serta acuan bagi PKUK dan PIUKU dalam menyusun Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di wilayah usahanya masing-masing. Diharapkan bahwa RUKN ini dapat memberikan arahan dan informasi yang diperlukan bagi berbagai pihak yang turut berpartisipasi dalam usaha penyediaan tenaga listrik.

Melalui Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006, PT PLN (Persero) ditugaskan untuk melakukan pembangunan pembangkit listrik menggunakan batubara dengan kapasitas total sebesar 10.000 MW sampai dengan tahun 2009 dengan skema pembiayaan yang memungkinkan sesuai kondisi keuangan PT PLN (Persero), yang difokuskan pada daerah-daerah yang konsumsi BBM-nya sangat signifikan, pertumbuhan permintaan listrik yang tinggi, proyek yang *committed* masih belum mencukupi untuk memenuhi permintaan listrik yang ada, daerah krisis, serta daerah yang berpotensi krisis penyediaan tenaga listrik.

Lokasi di Jawa: dari 10 (sepuluh) proyek dengan total kapasitas sebesar 6.900 MW, 9 (sembilan) proyek dengan total kapasitas sebesar 6.860 MW telah memiliki *procurement contract* dan saat ini memasuki tahap konstruksi dan 1 (satu) proyek dengan total kapasitas sebesar 600 MW dalam proses tender ulang akibat pindah lokasi.

Lokasi di Luar Jawa: dari 30 (tiga puluh) proyek dengan total kapasitas sebesar 3.100 MW, 22 (dua puluh dua) proyek dengan total kapasitas sebesar 1.960 MW telah tanda tangan *procurement contract*, 2 (dua) proyek dengan total kapasitas sebesar 49 MW dalam proses negosiasi harga, 1 (satu) proyek dengan total kapasitas 100 MW dalam proses tender ulang, dan 5 (lima) proyek dengan total kapasitas sebesar 304 - 404 MW ditunda pelaksanaannya.

Dengan belum diselesaikannya semua proyek *crash program* tersebut, maka rencana penambahan kapasitas pembangkit baru sebesar kurang lebih 10.000 MW di sistem ketenagalistrikan nasional yang semula diharapkan selesai pada tahun 2009, mengalami sedikit bergeseran ke tahun 2010. Oleh karena itu, perlu dilakukan revisi RUKN untuk menyusun kembali rencana proyek yang mundur atau kemungkinan mundur dari jadwal (*slipage*), sehingga kebutuhan penambahan daya per tahun kelistrikan nasional dapat dipenuhi.

Disamping itu, penetapan wilayah kerja pertambangan panas bumi di 12 (dua belas) daerah oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral yang siap dieksploitasi, kiranya dapat menjadi pemicu berkembangnya energi panas bumi untuk pembangkit tenaga listrik ke depan. Sehingga potensi panas bumi yang sebesar kurang lebih ekuivalen 27 GWe dapat dioptimalkan pemanfaatannya.

Rencana pengembangan potensi panas bumi selanjutnya ke depan diharapkan dapat lebih menjadi alternatif bagi pemenuhan energi primer untuk pembangkitan tenaga listrik, disamping energi terbarukan lainnya seperti hidro, biomasa sebagaimana yang telah diamanatkan dalam Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi.

Besarnya potensi energi panas bumi (27 Gwe) dan hidro (42,8 GW) yang dimiliki untuk pembangkit tenaga listrik merupakan salah satu pertimbangan yang perlu diperhatikan dalam pembangunan pembangkit tenaga listrik, khususnya bagi daerah-daerah yang memiliki potensi energi tersebut. Upaya untuk mempercepat pemanfaatan potensi energi tersebut dapat dilakukan melalui program percepatan (*crash program*) pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan energi terbarukan. Dengan demikian ketergantungan yang cukup besar terhadap minyak bumi dalam bauran energi (*energy mix*) nasional dapat dikurangi secara signifikan.

Selain itu, di sisi penyaluran tenaga listrik telah terjadi perkembangan yang sangat berarti dalam dua tahun terakhir ini dengan telah diselesaikannya jaringan transmisi tenaga listrik 500 kV jalur selatan pada Sistem Kelistrikan Jawa-Madura-Bali dan telah diinterkoneksinya Sistem Kelistrikan Sumatera Bagian Utara (Sumbagut) dengan Sistem Kelistrikan Sumatera Bagian Selatan (Sumbagsel) pada jaringan transmisi tenaga listrik 150 kV menjadi Sistem Kelistrikan Sumatera. Dengan demikian, maka perlu dilakukan revisi pada peta Jaringan Transmisi Nasional. Jaringan Transmisi Nasional adalah jaringan transmisi tegangan tinggi, ekstra tinggi, dan/atau ultra tinggi untuk menyalurkan tenaga listrik untuk kepentingan umum.

4. LANDASAN HUKUM RUKN

Penyusunan RUKN ini berdasarkan Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan dan Pasal 2 ayat (2) Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 yang mengamanatkan bahwa Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral menetapkan Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional secara menyeluruh dan terpadu.

BAB II

KEBIJAKAN SEKTOR KETENAGALISTRIKAN NASIONAL

1. PERKEMBANGAN KEBIJAKAN SEKTOR TENAGA LISTRIK

Selama tiga dasawarsa terakhir, penyediaan tenaga listrik dilakukan oleh PT PLN (Persero) sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK). Permintaan listrik yang tinggi dalam kurun waktu tersebut tidak sepenuhnya mampu dipenuhi oleh PKUK, sehingga partisipasi dari pelaku-pelaku lain seperti koperasi, swasta dan industri sangat diperlukan untuk membangkitkan tenaga listrik baik untuk kepentingan sendiri maupun untuk kepentingan umum. Terbitnya Keputusan Presiden Nomor 37 Tahun 1992 tentang Usaha Penyediaan Tenaga Listrik oleh Swasta, membuka jalan bagi usaha ketenagalistrikan untuk kepentingan umum skala besar, baik bagi proyek yang direncanakan oleh Pemerintah maupun melalui partisipasi swasta.

Akibat krisis ekonomi yang menerpa Indonesia pada pertengahan tahun 1997, kemampuan Pemerintah dan swasta untuk mendanai proyek-proyek termasuk proyek kelistrikan sangat rendah, sehingga Pemerintah menerbitkan Keputusan Presiden Nomor 39 Tahun 1997 tentang Penangguhan/Pengkajian Kembali Proyek Pemerintah, Badan Usaha Milik Negara, dan Swasta yang berkaitan dengan Pemerintah/Badan Usaha Milik Negara, maka proyek-proyek yang telah direncanakan oleh Pemerintah/Badan Usaha Milik Negara maupun proyek yang diusulkan oleh swasta ditangguhkan atau dikaji kembali. Sejalan dengan makin membaiknya perekonomian Indonesia, maka kebutuhan listrik kembali meningkat, sehingga pemerintah menerbitkan Keputusan Presiden Nomor 15 Tahun 2002 tentang Pencabutan Keputusan Presiden Nomor 39 Tahun 1997 tentang Penangguhan/Pengkajian Kembali Proyek Pemerintah, Badan Usaha Milik Negara, dan swasta yang berkaitan dengan Pemerintah/Badan Usaha Milik Negara, maka proyek 26 *Independent Power Producer* (IPP) yang ditunda telah selesai dinegosiasi ulang.

Pada tahun 2002 telah diterbitkan Undang-Undang Nomor 20 Tahun 2002 tentang Ketenagalistrikan. Undang-undang tersebut mengatur penyelenggaraan usaha ketenagalistrikan menurut fungsi usaha. Penyediaan tenaga listrik perlu diselenggarakan secara efisien melalui kompetisi dan transparansi dalam iklim usaha yang sehat dengan pengaturan yang memberikan perlakuan yang sama kepada semua pelaku usaha dan memberi manfaat yang adil dan merata kepada semua konsumen. Namun Keputusan Mahkamah Konstitusi tanggal 15 Desember 2004 menetapkan Undang-Undang tersebut dibatalkan dan memberlakukan kembali Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan. Dengan demikian maka usaha penyediaan tenaga listrik untuk umum diselenggarakan oleh PKUK dan Pemegang Izin Usaha Ketenagalistrikan.

Untuk kelengkapan peraturan sektor tenaga listrik, Pemerintah pada tanggal 16 Januari 2005 telah menerbitkan Peraturan Pemerintah Nomor 3 Tahun 2005 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik, selanjutnya untuk mendorong percepatan diversifikasi energi untuk pembangkitan tenaga listrik ke non-bahan bakar minyak dan meningkatkan investasi swasta dalam usaha penyediaan tenaga listrik, maka Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 mengalami perubahan kedua melalui Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006. Dengan demikian khusus untuk sektor ketenagalistrikan, pengaturan tentang kerjasama atau pembelian tenaga listrik, pengelolaan, pelaksanaan pembangunan serta pengadaan usaha penyediaan tenaga listrik tunduk kepada Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 tersebut.

2. KEBIJAKAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

2.1 Penyelenggaraan

Tenaga listrik sebagai salah satu infrastruktur yang menyangkut hajat hidup orang banyak, oleh karena itu maka penyediaan tenaga listrik harus dapat terjamin ketersediaannya dalam jumlah yang cukup, harga yang wajar dan mutu yang baik. Dalam rangka terciptanya industri ketenagalistrikan yang efektif, efisien, dan mandiri serta mewujudkan tujuan pembangunan ketenagalistrikan, maka usaha penyediaan tenaga listrik berazaskan pada peningkatan manfaat, keadilan, efisiensi, berkelanjutan, optimasi ekonomi, kemampuan sendiri, usaha yang sehat, kelestarian fungsi lingkungan, keamanan dan keselamatan.

Penyediaan tenaga listrik dilakukan oleh negara dan diselenggarakan oleh BUMN yang ditugasi untuk melaksanakan usaha penyediaan tenaga listrik. Agar tenaga listrik tersedia dalam jumlah yang cukup dan merata dan untuk meningkatkan kemampuan negara sepanjang tidak merugikan kepentingan negara maka dapat diberikan kesempatan seluas-luasnya kepada koperasi dan badan usaha lainnya berdasarkan izin usaha ketenagalistrikan (Sesuai Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 Izin usaha Ketenagalistrikan dapat meliputi jenis usaha pembangkitan tenaga listrik, transmisi tenaga listrik, dan distribusi tenaga listrik).

Pemerintah mengalami keterbatasan finansial untuk pendanaan di sektor ketenagalistrikan sehingga peran swasta masih sangat diharapkan, oleh karena itu maka berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 3 Tahun 2005 dan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 sebagai perubahan Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989, dimungkinkan pembelian tenaga listrik bagi PKUK dan PIUKU dari koperasi, BUMD, swasta, swadaya masyarakat, dan perorangan setelah mendapat persetujuan Menteri, Gubernur, atau Bupati/Walikota sesuai kewenangannya.

2.2. Tarif

Kebijakan Pemerintah tentang tarif dasar listrik adalah bahwa tarif listrik secara bertahap dan terencana diarahkan untuk mencapai nilai keekonomiannya sehingga tarif listrik rata-rata dapat menutup biaya produksi yang dikeluarkan. Kebijakan ini diharapkan akan dapat memberikan signal positif bagi investor dalam berinvestasi di sektor ketenagalistrikan.

Meskipun penetapan tarif dilakukan sesuai dengan nilai keekonomiannya, namun khusus untuk pelanggan yang kurang mampu dengan mempertimbangkan kemampuan bayar pelanggan maka subsidi untuk tarif listrik masih diberlakukan. Mengingat kemampuan keuangan Pemerintah yang terbatas, maka subsidi akan lebih diarahkan langsung kepada kelompok pelanggan kurang mampu dan atau untuk pembangunan daerah perdesaan dan pembangunan daerah-daerah terpencil dengan mempertimbangkan atau memprioritaskan perdesaan/daerah dan masyarakat yang sudah layak untuk mendapatkan listrik dalam rangka menggerakkan ekonomi masyarakat.

Kebijakan tarif listrik yang tidak seragam (*non-uniform tariff*) dimungkinkan untuk diberlakukan di masa mendatang, hal ini berkaitan dengan perbedaan perkembangan pembangunan ketenagalistrikan dari satu wilayah dengan wilayah lainnya dan kemampuan bayar masyarakat yang berbeda.

3. KEBIJAKAN PEMANFAATAN ENERGI PRIMER UNTUK PEMBANGKITAN TENAGA LISTRIK

Kebijakan pemanfaatan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik ditujukan agar pasokan energi primer tersebut dapat terjamin. Untuk menjaga keamanan pasokan tersebut, maka diberlakukan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO), pemanfaatan sumber energi primer setempat, dan pemanfaatan energi baru dan terbarukan. Kebijakan pengamanan pasokan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik dilakukan melalui dua sisi yaitu pada sisi pelaku usaha penyedia energi primer dan pada sisi pelaku usaha pembangkitan tenaga listrik.

Kebijakan di sisi pelaku usaha penyedia energi primer antara lain: pelaku usaha di bidang energi primer khususnya batu bara dan gas diberikan kesempatan yang seluas-luasnya untuk memasok kebutuhan energi primer bagi pembangkit tenaga listrik sesuai harga dengan nilai keekonomiannya. Kebijakan lainnya seperti pemberian insentif dapat pula diimplementasikan.

Kebijakan pemanfaatan energi primer setempat untuk pembangkit tenaga listrik dapat terdiri dari fosil (batubara lignit, gas marginal) maupun non-fosil (air, panas bumi, biomassa, dan lain-lain). Pemanfaatan energi primer setempat tersebut memprioritaskan pemanfaatan energi terbarukan dengan tetap memperhatikan aspek teknis, ekonomi, dan keselamatan lingkungan.

Sedangkan kebijakan di sisi pelaku usaha pembangkitan tenaga listrik antara lain: kebijakan diversifikasi energi untuk tidak bergantung pada satu sumber energi khususnya energi fosil dan konservasi energi. Untuk menjamin terselenggaranya operasi pembangkitan maka pelaku usaha di pembangkitan perlu menyiapkan cadangan yang cukup dengan memperhatikan keterlambatan pasokan yang mungkin terjadi.

Sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) bahwa peranan masing-masing jenis energi terhadap konsumsi energi nasional untuk energi baru dan energi terbarukan lainnya, menjadi lebih dari 5% pada tahun 2025.

4. PENANGANAN LISTRIK DESA DAN MISI SOSIAL

Penanganan misi sosial dimaksudkan untuk membantu kelompok masyarakat tidak mampu, dan melistriki seluruh wilayah Indonesia yang meliputi daerah yang belum berkembang, daerah terpencil, dan pembangunan listrik perdesaan. Penanganan misi sosial dimaksudkan untuk menjaga kelangsungan bantuan bagi masyarakat tidak mampu, menjaga kelangsungan upaya perluasan akses pelayanan listrik pada wilayah yang belum terjangkau listrik, mendorong pembangunan/pertumbuhan ekonomi, dan meningkatkan kesejahteraan rakyat.

Penanganan misi sosial diperlukan untuk dapat dilaksanakan secara operasional melalui PKUK atau dilaksanakan langsung oleh Pemerintah. Agar efisiensi dan transparansi tercapai, maka usaha penyediaan tenaga listrik seyogyanya dapat dilakukan dengan pemisahan fungsi sosial dan komersial melalui pembukuan yang terpisah.

5. KEBIJAKAN LINDUNGAN LINGKUNGAN

Pembangunan di bidang ketenagalistrikan dilaksanakan untuk mendukung pembangunan yang berkelanjutan dan berwawasan lingkungan. Untuk itu kerusakan dan degradasi ekosistem dalam pembangunan energi harus dikurangi dengan membatasi dampak negatif lokal, regional maupun global yang berkaitan dengan produksi tenaga listrik.

Sejalan dengan kebijakan di atas, Undang-Undang Nomor 23 Tahun 1997 tentang Pengelolaan Lingkungan Hidup dan Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 1999 tentang Analisis Mengenai Dampak Lingkungan (AMDAL), serta produk hukum lainnya, mengharuskan pemrakarsa proyek memperhatikan norma dasar yang baku tentang bagaimana menyetarakan kegiatan pembangunan dengan memperhatikan lingkungan serta harus memenuhi baku mutu yang dikeluarkan oleh instansi yang berwenang.

Untuk itu semua kegiatan ketenagalistrikan yang berpotensi menimbulkan dampak besar dan penting wajib melakukan AMDAL (ANDAL, RKL dan RPL) sedangkan yang tidak mempunyai dampak penting diwajibkan membuat Upaya Pengelolaan Lingkungan (UKL) dan Upaya Pemantauan Lingkungan (UPL) sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.


6. STANDARDISASI, KEAMANAN DAN KESELAMATAN, SERTA PENGAWASAN

Listrik selain bermanfaat bagi kehidupan masyarakat juga dapat mengakibatkan bahaya bagi manusia apabila tidak dikelola dengan baik. Pemerintah dalam rangka keselamatan ketenagalistrikan menetapkan standardisasi, pengamanan instalasi peralatan dan pemanfaat tenaga listrik. Tujuan keselamatan ketenagalistrikan antara lain melindungi masyarakat dari bahaya yang diakibatkan oleh tenaga listrik, meningkatkan keandalan sistem ketenagalistrikan, meningkatkan efisiensi dalam pengoperasian dan pemanfaatan tenaga listrik.

Kebijakan dalam standardisasi meliputi:

1. Standar Peralatan Tenaga Listrik, yaitu alat atau sarana pada instalasi pembangkitan, penyaluran, dan pemanfaatan tenaga listrik.
2. Standar Pemanfaat Tenaga Listrik, yaitu semua produk atau alat yang dalam pemanfaatannya menggunakan tenaga listrik untuk berfungsinya produk atau alat tersebut, antara lain:
 - alat rumah tangga (*household appliances*) dan komersial / industri;
 - alat kerja (*handheld tools*);
 - perlengkapan pencahayaan;
 - perlengkapan elektromedik listrik.

Berdasarkan pertimbangan keselamatan konsumen dan didukung oleh infrastruktur (laboratorium pengujian) pemerintah menetapkan SNI tertentu sebagai standar wajib. Pada saat ini SNI yang sudah ditetapkan sebagai standar wajib adalah SNI saklar, SNI tusuk kontak dan kotak kontak, SNI MCB dan SNI kipas angin.

Kebijakan keamanan instalasi meliputi: kelaikan operasi instalasi tenaga listrik, keselamatan peralatan dan pemanfaat tenaga listrik, dan kompetensi tenaga teknik. Instalasi tenaga listrik yang laik operasi dinyatakan dengan Sertifikat Laik Operasi. Untuk peralatan dan pemanfaat tenaga listrik yang memenuhi Standar Nasional Indonesia dinyatakan dengan Sertifikat Produk untuk dapat membubuhi Tanda SNI (SNI) pada peralatan tenaga listrik dan penerbitan Sertifikat Tanda Keselamatan  pada pemanfaat tenaga listrik dan tenaga teknik yang kompeten dinyatakan dengan Sertifikat Kompetensi.

7. MANAJEMEN PERMINTAAN DAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Pemenuhan kebutuhan tenaga listrik di berbagai wilayah/daerah belum terpenuhi baik secara kualitas maupun kuantitas sesuai yang dibutuhkan konsumen. Hal ini disebabkan permintaan listrik yang tinggi tetapi tidak dapat diimbangi dengan penyediaan tenaga listrik.

Program-program yang perlu dilakukan untuk memenuhi kebutuhan listrik baik secara kualitas maupun kuantitas yaitu dengan melaksanakan program di sisi permintaan (*Demand Side Management*) dan di sisi penyediaan (*Supply Side Management*). Program *Demand Side Management* dimaksudkan untuk mengendalikan pertumbuhan permintaan tenaga listrik, dengan cara mengendalikan beban puncak, pembatasan sementara sambungan baru terutama di daerah kritis, dan melakukan langkah-langkah efisiensi lainnya di sisi konsumen. Program *Supply Side Management* dilakukan melalui optimasi penggunaan pembangkit tenaga listrik yang ada dan pemanfaatan *captive power*.

8. PENANGGULANGAN KRISIS PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Dalam upaya menanggulangi daerah-daerah yang mengalami krisis penyediaan tenaga listrik, dilakukan melalui dua pendekatan, yaitu melalui Program Penanggulangan Jangka Pendek dan Program Penanggulangan Jangka Menengah/Panjang.

Program penanggulangan jangka pendek dilakukan untuk penyelesaian krisis penyediaan tenaga listrik secara cepat sebelum pembangkit yang sudah direncanakan selesai dibangun, sehingga pemadaman yang terjadi dapat dihindari secepat mungkin. Program ini dilakukan melalui kegiatan penambahan kapasitas pembangkit dan penyaluran daya melalui jaringan transmisi dan distribusi. Penambahan daya dilakukan melalui sewa pembangkit, pembelian kelebihan kapasitas pembangkit *captive* dan pengadaan pembangkit baru yang cepat masa pembangunannya. Di samping itu dilakukan upaya pengurangan beban puncak melalui pengurangan pemakaian listrik pada saat beban puncak.

Program penanggulangan jangka menengah/panjang dengan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang baru, baik oleh PT PLN (Persero) maupun IPP yang memerlukan waktu konstruksi 3 - 5 tahun.

Program Jangka Pendek

Program jangka pendek ini dilaksanakan sampai beroperasinya pembangkit-pembangkit PLTU Batubara sesuai dengan Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 dan pembangkit-pembangkit IPP serta sistem transmisinya yang diperkirakan selesai secara bertahap mulai tahun 2009.

- a. Sisi Penyediaan
 - Mempercepat pergantian bahan bakar solar (HSD) menjadi MFO;
 - Mempercepat pasokan gas;
 - Menurunkan susut jaringan dan meningkatkan efisiensi administrasi;
 - Penambahan Kapasitas Baru (termasuk melalui program listrik perdesaan dan sewa pembangkit);
 - Pemanfaatan *Captive Power*;
 - Optimasi Kapasitas Terpasang yang ada;
 - Penyelesaian/Peningkatan kemampuan Jaringan Transmisi/Distribusi dan interkoneksi.

- b. Sisi Kebutuhan
 - Pengendalian Pertumbuhan Beban (terutama beban puncak);
 - Penerapan tarif non subsidi untuk pelanggan mampu (R3) di atas 6.600 VA;
 - Sambungan baru dilakukan secara selektif;
 - Sosialisasi penghematan penggunaan listrik dan Lampu Hemat Energi (LHE);
 - Penurunan *losses* antara lain melalui peningkatan kegiatan penertiban pencurian listrik (P2TL).

Program Jangka Menengah/Panjang

- a. Diversifikasi penggunaan energi primer BBM ke non-BBM untuk pembangkit tenaga listrik;
- b. Meningkatkan Partisipasi Swasta (IPP) dalam penyediaan tenaga listrik;

BAB III KONDISI KELISTRIKAN

Dalam perkembangannya Sistem Kelistrikan Nasional dapat dibedakan dalam 2 (dua) sistem besar yaitu sistem kelistrikan terinterkoneksi dan sistem kelistrikan terisolasi. Sistem kelistrikan di Jawa-Madura-Bali dan Sumatera merupakan sistem yang telah berkembang dan merupakan sistem kelistrikan yang terinterkoneksi melalui jaringan transmisi tegangan tinggi dan jaringan transmisi tegangan ekstra tinggi. Sistem Interkoneksi Sumatera Bagian Utara dan Sistem Interkoneksi Sumatera Bagian Selatan telah diinterkoneksi dengan jaringan transmisi tenaga listrik 150 kV di Bagan Batu – Kota Pinang – Rantau Prapat dan pada tanggal 14 Agustus 2007 telah dilakukan sinkronisasi pertama kali interkoneksi 150 kV se-Sumatera.

Sistem kelistrikan di luar pulau Jawa-Madura-Bali dan Sumatera merupakan sistem kelistrikan yang relatif belum berkembang, dimana satu sama lain belum sepenuhnya terinterkoneksi. Sistem masih terdiri dari sub-sistem sub-sistem kecil yang masing-masing terpisah satu sama lain dan masih terdapat daerah-daerah terpencil yang berdiri sendiri dan terisolasi (*isolated system*). Bab ini menjelaskan kondisi kelistrikan yang telah dicapai selama ini sesuai wilayah regional maupun provinsi.

1. PULAU SUMATERA

Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)

Pusat Pengaturan dan Penyaluran Beban (P3B) Sumatera mensuplai sebagian besar kebutuhan tenaga listrik Provinsi NAD melalui jaringan transmisi 150 kV dan sisanya dipasok pembangkit-pembangkit dalam sistem-sistem terisolasi dikelola oleh PLN Wilayah NAD sendiri.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi NAD hingga akhir 2007 mencapai kurang lebih 971,1 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 40,9 GWh (4,22%), rumah tangga adalah 653,6 GWh (67,30%), bisnis 128,0 GWh (13,19%), industri 41,8 GWh (4,30%), dan publik 106,8 GWh (10,99%). Rasio elektrifikasi Provinsi NAD untuk tahun 2007 adalah 74,91% dan rasio desa berlistrik adalah 86,8%.

Provinsi Sumatera Utara

Hampir seluruh beban di Provinsi Sumatera Utara (99,9%) ini dipasok oleh P3B Sumatera melalui jaringan transmisi 150 kV, sehingga kondisi kelistrikan Provinsi Sumatera Utara ini merupakan representasi dari kondisi kelistrikan P3B Sumatera. Sisanya dipasok pembangkit-pembangkit dalam sistem-sistem terisolasi di pulau Nias, Tello dan Sembilahan yang dikelola oleh PLN Wilayah Sumatera Utara sendiri. Pada Tahun 2007, beban puncak di Sistem Provinsi Sumatera Utara adalah sebesar 1.184,92 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Sumatera Utara pada tahun 2007 mencapai 5.139,4 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 122,3 GWh (2,38%), rumah tangga adalah 2.196,2 GWh (42,73%), bisnis 670,8 GWh (13,05%), industri 1.823,1 GWh (35,47%), dan publik 327,0 GWh (6,36%). Adapun rasio elektrifikasi Provinsi Sumatera Utara untuk tahun 2007 mencapai 69,32% dan rasio desa berlistrik mencapai 83,6%.

Provinsi Sumatera Barat

Sekitar 95% beban di Provinsi Sumatera Barat dipasok oleh P3B Sumatera melalui jaringan transmisi 150 kV dan sisanya dipasok pembangkit-pembangkit dalam sistem terisolasi di pulau Mentawai dan Sungai Penuh yang dikelola oleh PLN Wilayah Sumatera Barat sendiri.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Sumatera Barat hingga akhir 2007 mencapai 1.749,0 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 50,3 GWh (2,88%), rumah tangga adalah 751,5 GWh (42,97%), bisnis 193,4 GWh (11,06%), industri 665,3 GWh (38,04%), dan publik 88,4 GWh (5,05%). Rasio elektrifikasi Provinsi Sumatera Barat untuk tahun 2007 adalah 68,72% dan rasio desa berlistrik mencapai 100%.

Provinsi Riau dan Provinsi Kepulauan Riau

Beban di Provinsi Riau sebesar 63% dipasok oleh P3B Sumatera melalui jaringan transmisi 150 kV. Sedangkan beban di Provinsi Kepulauan Riau dipasok oleh pembangkit-pembangkit dalam sistem terisolasi, seperti Tanjung Pinang, Tanjung Balai Karimun, Natuna, Dabo Singkep dan sistem tersebar lainnya yang dikelola oleh PLN Wilayah Riau sendiri. Beban puncak di Sistem Kelistrikan Riau tahun 2007 adalah sebesar 102,75 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Riau dan Provinsi Kepulauan Riau tahun 2007 mencapai 1.888,9 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 106,8 GWh (5,65%), rumah tangga adalah 1.028,3 GWh (54,44%), bisnis 453,5 GWh (24,01%), industri 153,7 GWh (8,14%), dan publik 146,6 GWh (7,76%). Rasio elektrifikasi Provinsi Riau untuk tahun 2007 adalah 54,66% (termasuk Provinsi Kepulauan Riau) dan rasio desa berlistrik adalah 97,6% (termasuk Provinsi Kepulauan Riau).

Provinsi Sumatera Selatan, Provinsi Jambi dan Provinsi Bengkulu

Mengingat bahwa Provinsi Sumatera Selatan, Provinsi Jambi dan Provinsi Bengkulu telah terinterkoneksi dengan baik melalui jaringan transmisi 150 kV dan telah menjadi Wilayah Kesisteman Sumatera Bagian, Jambi dan Bengkulu (S2JB), maka kondisi kelistrikan di ketiga provinsi tersebut merupakan representasi dari kondisi kelistrikan S2JB secara keseluruhan. Hingga akhir tahun 2007, beban puncak di S2JB adalah sebesar 1.573,52 MW.

Penjualan tenaga listrik di S2JB hingga akhir 2007 adalah sebesar 2.763,3 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 76,1 GWh (2,76%), rumah tangga adalah 1.613,7 GWh (58,40%), bisnis 427,1 GWh (15,46%), industri 492,4 GWh (17,82%), dan publik 153,9 GWh (5,57%). Rasio elektrifikasi di tiga Provinsi tersebut pada tahun 2007 adalah Provinsi Sumatera Selatan 49,80%, Provinsi Jambi 48,85% dan Provinsi Bengkulu 50,08%. Sedangkan rasio desa berlistrik untuk ketiga provinsi tersebut adalah 95,5% untuk Provinsi Sumatera Selatan, 98,6% untuk Provinsi Jambi dan 91,3% untuk Provinsi Bengkulu.

Provinsi Lampung

Hampir seluruh kebutuhan tenaga listrik (99%) di Provinsi Lampung dipasok oleh P3B Sumatera melalui jaringan transmisi 150 kV dan sisanya dipasok pembangkit terisolasi yang tersebar di seluruh Provinsi Lampung.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Lampung tahun 2007 adalah sebesar 1.497,1 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 38,7 GWh (2,59%), rumah tangga adalah 866,9 GWh (57,91%), bisnis 190,4 GWh (12,72%), industri 313,0 GWh (20,91%), dan publik 88,1 GWh (5,89%). Rasio elektrifikasi Provinsi Lampung untuk tahun 2007 adalah 47,66% dan rasio desa berlistrik 100%.

Provinsi Bangka Belitung

Sistem kelistrikan di Provinsi Bangka Belitung terdiri atas dua sistem terisolasi, yaitu Sistem Bangka dan Sistem Belitung. Beban puncak di Provinsi Bangka Belitung hingga akhir tahun 2007 mencapai 65,9 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Bangka Belitung tahun 2007 adalah sebesar 318,1 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 7,6 GWh (2,37%), rumah tangga adalah 234,9 GWh (73,84%), bisnis 36,2 GWh (11,39%), industri 24,0 GWh (7,56%), dan publik 15,4 GWh (4,84%). Rasio elektrifikasi Provinsi Bangka Belitung untuk tahun 2007 adalah 72,45% dan rasio desa berlistrik 98,1%.

Batam

Hingga akhir tahun 2007, kondisi kelistrikan Batam adalah total kapasitas terpasang pembangkit adalah 318,4 MW dengan daya mampu sebesar 228,7 MW, dan beban puncak sebesar 155 MW. Seluruh beban ini dipasok oleh pembangkit PT PLN Batam yang sebagian wilayahnya telah terinterkoneksi dengan jaringan transmisi 150 kV. Sedangkan khusus untuk industri di kawasan Muka Kuning Industrial Park, kebutuhan kelistrikannya di suplai oleh PT Batamindo yang memiliki pembangkit sendiri dengan kapasitas seluruhnya mencapai 166 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Batam sampai dengan tahun 2007 mencapai 1.106 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 303,1 GWh (27,41%), usaha/bisnis 371,4 GWh (33,58%), industri 369,9 GWh (33,44%), umum 39,6 GWh (3,58%), dan multiguna 21,9 GWh (1,99%). Rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik di Batam telah tergabung dalam rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik Provinsi Riau dan Kepulauan Riau.

2. PULAU JAWA DAN BALI

Pulau Jawa, Madura dan Bali telah terinterkoneksi, sehingga kebutuhan kelistrikan pada sistem ini disuplai dari pembangkit se JAMALI dengan beban puncak yang telah dicapai adalah sebesar 15.896 MW pada tahun 2007. Rincian penjualan tenaga listrik di Provinsi Jawa dan Bali dapat diuraikan di bawah ini.

Provinsi Bali

Kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Bali saat ini dipasok oleh sistem kelistrikan di Pulau Jawa melalui jaringan transmisi kabel laut 150 kV dengan daya mampu 200 MW dan dipasok juga oleh pembangkit yang ada di Provinsi Bali sendiri yaitu PLTD/PLTG Pesanggaran, PLTG Gilimanuk, PLTG Pemaron dengan total daya mampu adalah 362 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Bali sampai dengan akhir tahun 2007 adalah mencapai 2.366,7 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 44,5 GWh (1,88%), rumah tangga adalah 1.035,3 GWh (43,74%), bisnis 1.075,0 GWh (45,42%), industri 95,6 GWh (4,04%), dan publik 116,4 GWh (4,92%). Rasio elektrifikasi Provinsi Bali untuk tahun 2007 adalah 74,42% dan rasio desa berlistrik 100%.

Provinsi Jawa Timur

Sistem kelistrikan di Provinsi Jawa Timur adalah merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali. Kebutuhan beban dilayani dari energi transfer dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali (JAMALI) sebagai pemasok utama melalui jaringan SUTET (500 kV) dan SUTT (150 kV dan 70 kV), serta dari pembangkit-pembangkit kecil/*embedded* (PLTA Wonorejo – PJB, PLTM dan *Captive*) melalui jaringan Tegangan Menengah, pembangkit sendiri (PLTD dan PLTM Sampean Baru), dan pembangkit sewa.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Jawa Timur sampai dengan bulan Desember 2007 mencapai 18.626,4 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 445,1 GWh (2,39%), rumah tangga adalah 6.525,5 GWh (35,03%), bisnis 2.080,9 GWh (11,17%), industri 8.947,2 GWh (48,04%), dan publik 627,7 GWh (3,37%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Timur tahun 2007 adalah sebesar 71,08% dan rasio desa berlistrik mencapai 99,7%.

Provinsi Jawa Tengah dan DIY

Sistem kelistrikan di Provinsi Jawa Tengah dan DIY adalah merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali. Pasokan utama untuk kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Jawa Tengah dan DIY selain dari sistem transmisi 500 kV dan 150 kV adalah PLTU/PLTGU Tambaklorok, PLTA Mrica, PLTU Cilacap, dan PLTP Dieng.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Jawa Tengah dan DIY tahun 2007 adalah sebesar 13.470,4 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 432,2 GWh (3,21%), rumah tangga adalah 6.556,6 GWh (48,67%), bisnis 1.434,5 GWh (10,65%), industri 4.430,7 GWh (32,89%), dan publik 616,4 GWh (4,58%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Tengah tahun 2007 adalah 70,60% dan di Provinsi DIY 79,64%. Adapun rasio desa berlistrik di Provinsi Jawa Tengah adalah 100% dan di Provinsi DIY 100%.

Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten

Sistem kelistrikan di Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten adalah merupakan bagian dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali. Pasokan utama untuk kebutuhan tenaga listrik di Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten selain dari sistem transmisi 500 kV dan 150 kV adalah PLTU/PLTGU Suralaya, PLTU/PLTGU Muara Tawar, PLTA Saguling, dan PLTA Cirata.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Jawa Barat dan Provinsi Banten sampai dengan tahun 2007 adalah 32.203,1 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 408,8 GWh (1,27%), rumah tangga adalah 10.115,1 GWh (31,41%), bisnis 2.324,8 GWh (7,22%), industri 18.894,5 GWh (58,67%), dan publik 459,9 GWh (1,43%). Rasio elektrifikasi Provinsi Jawa Barat untuk tahun 2007 mencapai 64,95% dan Provinsi Banten adalah 72,11%. Adapun rasio desa berlistrik tahun 2007 untuk kedua provinsi tersebut adalah 99,7% di Provinsi Jawa Barat dan 99,0% di Provinsi Banten.

Provinsi Daerah Khusus Ibukota Jakarta

Kebutuhan kelistrikan di Provinsi DKI Jakarta dilayani dari energi transfer dari sistem interkoneksi Jawa-Madura-Bali (JAMALI) sebagai pemasok utama melalui jaringan SUTET (500 kV) dan SUTT (150 kV dan 70 kV), disamping pasokan dari PLTU-PLTGU Muara Karang dan Priok.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi DKI Jakarta sampai dengan akhir tahun 2007 mencapai 27.777,1 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 804,2 GWh (2,90%), rumah tangga adalah 9.446,6 GWh (34,01%), bisnis 8.069,6 GWh (29,05%), industri 8.338,4 GWh (30,02%), dan publik 1.118,3 GWh (4,03%). Rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik di Provinsi DKI Jakarta tahun 2007 telah mencapai 100%.

3. PULAU KALIMANTAN

Provinsi Kalimantan Timur

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Timur terdiri atas satu sistem interkoneksi dan beberapa sistem terisolasi. Sistem interkoneksi yang terhubung pada jaringan transmisi 150 kV disebut Sistem Mahakam. Beban puncak di Provinsi Kalimantan Timur sampai dengan bulan Desember 2007 mencapai 209,45 MW.

Sampai dengan tahun 2007, penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Kalimantan Timur adalah sebesar 1.405,9 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 41,7 GWh (2,97%), rumah tangga adalah 808,2 GWh (57,49%), bisnis 322,7 GWh (22,95%), industri 138,5 GWh (9,85%), dan publik 94,8 GWh (6,74%). Rasio elektrifikasi di Provinsi Kalimantan Timur untuk tahun 2007 mencapai 68,37% dan rasio desa berlistrik mencapai 91,7%.

Provinsi Kalimantan Selatan dan Provinsi Kalimantan Tengah

Kebutuhan tenaga listrik untuk Provinsi Kalimantan Selatan dan Provinsi Kalimantan Tengah dilayani oleh Kelistrikan Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah yang pasokan tenaga listriknya diperoleh dari satu sistem interkoneksi jaringan transmisi 150 kV yang disebut Sistem Barito dan beberapa sistem terisolasi. Beban puncak kelistrikan Kalimantan Selatan dan Tengah sampai dengan tahun 2007 mencapai 282,75 MW.

Sampai dengan tahun 2007, penjualan tenaga listrik untuk sistem kelistrikan Wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah mencapai 1.531,2 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 37,6 GWh (2,46%), rumah tangga adalah 915,1 GWh (59,76%), bisnis 291,8 GWh (19,05%), industri 188,7 GWh (12,32%), dan publik 98,1 GWh (6,41%). Rasio elektrifikasi untuk masing-masing Provinsi Kalimantan Selatan dan Tengah tahun 2007 adalah 71,39% dan 44,33%. Adapun rasio desa berlistrik untuk Provinsi Kalimantan Selatan adalah 99,3% dan Provinsi Kalimantan Tengah 87,9%.

Provinsi Kalimantan Barat

Sistem kelistrikan Provinsi Kalimantan Barat terdiri atas satu sistem interkoneksi dan beberapa sistem terisolasi. Sistem interkoneksi yang terhubung pada jaringan transmisi 150 kV disebut Sistem Khatulistiwa. Beban puncak di Provinsi Kalimantan Barat hingga akhir tahun 2007 adalah 161,11 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk Provinsi Kalimantan Barat sampai dengan tahun 2007, mencapai 877,7 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 25,4 GWh (2,9%), rumah tangga adalah 506,0 GWh (57,65%), bisnis 193,4 GWh (22,03%), industri 75,8 GWh (8,64%), dan publik 77,1 GWh (8,79%). Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Barat untuk tahun 2007 mencapai 45,65% dan rasio desa berlistrik mencapai 95,6%.

4. PULAU SULAWESI

Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Sulawesi Tengah dan Provinsi Gorontalo

Kebutuhan tenaga listrik untuk Provinsi Sulawesi Utara, Provinsi Sulawesi Tengah dan Provinsi Gorontalo dilayani oleh Kelistrikan Wilayah Sulawesi Utara, Tengah dan Gorontalo yang pasokan tenaga listriknya diperoleh dari satu sistem interkoneksi jaringan transmisi 150 kV yang disebut Sistem Minahasa dan beberapa sistem terisolasi Gorontalo, Palu, Luwuk, Poso, dan tersebar. Hingga akhir tahun 2007, beban puncak kelistrikan Wilayah Sulawesi Utara, Tengah dan Gorontalo telah mencapai 207,29 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Wilayah Sulawesi Utara, Tengah dan Gorontalo sampai dengan akhir 2007 mencapai 1.155,7 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk rumah tangga adalah 706,3 GWh (61,12%), bisnis 205,8 GWh (17,81%), industri 97,8 GWh (8,47%), dan publik 98,0 GWh (8,48%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk masing-masing provinsi tersebut adalah Provinsi Sulawesi Utara 66,62%, Provinsi Sulawesi Tengah 47,64%, dan Provinsi Gorontalo 48,70%. Adapun rasio desa berlistrik di Provinsi Sulawesi Utara 100%, Provinsi Sulawesi Tengah 98,0%, dan Provinsi Gorontalo 95,8%.

Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara dan Provinsi Sulawesi Barat

Kebutuhan tenaga listrik untuk Provinsi Sulawesi Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara dan Provinsi Sulawesi Barat dilayani oleh Kelistrikan Wilayah Sulawesi Selatan, Tenggara dan Barat yang pasokan tenaga listriknya diperoleh dari satu sistem interkoneksi jaringan transmisi 70 kV dan 150 kV yang disebut Sistem Sulawesi Selatan dan beberapa sistem terisolasi Palopo-Malili, Kendari, Kolaka, Bau-Bau dan tersebar. Sampai dengan akhir bulan Desember 2007, beban puncak kelistrikan Wilayah Sulawesi Selatan, Tenggara dan Barat mencapai 500,62 MW.

Sampai tahun 2007, penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Wilayah Sulawesi Selatan, Tenggara dan Barat mencapai 2.753,5 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 80,4 GWh (2,92%), rumah tangga adalah 1.226,4 GWh (44,54%), bisnis 565,6 GWh (20,54%), industri 685,3 GWh (24,89%), dan publik 195,8 GWh (7,11%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk masing-masing provinsi tersebut adalah Provinsi Sulawesi Selatan dan Provinsi Sulawesi Barat 54,90% dan Provinsi Sulawesi Tenggara 38,21%. Adapun rasio desa berlistrik di Provinsi Sulawesi Selatan dan Provinsi Sulawesi Barat adalah 100% dan di Provinsi Sulawesi Tenggara 94,7%.

5. KEPULAUAN NUSA TENGGARA

Provinsi Nusa Tenggara Barat

Sistem kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Barat terdiri atas beberapa sistem terisolasi seperti antara lain sistem Lombok, Sumbawa, dan Bima. Beban puncak sampai dengan akhir tahun 2007 untuk kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Barat mencapai 90,36 MW.

Sampai dengan tahun 2007, penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah 528,9 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 24,4 GWh (4,62%), rumah tangga adalah 354,3 GWh (66,99%), bisnis 100,4 GWh (18,97%), industri 11,7 GWh (2,21%), dan publik 38,1 GWh (7,21%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk Provinsi Nusa Tenggara Barat adalah 31,99% dan rasio desa berlistrik 100%.

Provinsi Nusa Tenggara Timur

Sistem kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Timur terdiri atas beberapa sistem terisolasi seperti antara lain sistem Kupang, Atambua, Ende, Ruteng, Bajawa, Maumere. Sampai dengan akhir tahun 2007, beban puncak kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Timur mencapai 39,74 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Provinsi Nusa Tenggara Timur sampai dengan tahun 2007 mencapai 305,8 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 16,1 GWh (5,28%), rumah tangga adalah 189,4 GWh (61,93%), bisnis 58,5 GWh (19,12%), industri 8,7 GWh (2,84%), dan publik 33,1 GWh (10,83%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk Provinsi Nusa Tenggara Timur adalah 24,24% dan rasio desa berlistrik 89%.

6. PULAU MALUKU

Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara

Walaupun Pulau Maluku telah dipecah menjadi 2 provinsi yaitu Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara, namun pelayanan kelistrikannya oleh PT PLN (Persero) masih dijadikan satu wilayah, yaitu Wilayah Maluku dengan sistem kelistrikannya terdiri atas beberapa sistem terisolasi. Pada tahun 2007, beban puncak kelistrikan Provinsi Maluku mencapai 38,80 MW dan Maluku Utara mencapai 13,56 MW.

Penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Wilayah Maluku sampai dengan akhir bulan Desember 2007 mencapai 417,3 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 13,4 GWh (3,21%), rumah tangga adalah 247,5 GWh (59,30%), bisnis 75,7 GWh (18,14%), industri 5,4 GWh (1,29%), dan publik 75,4 GWh (18,06%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk Provinsi Maluku 55,36% dan Provinsi Maluku Utara adalah 47,81%. Adapun rasio desa berlistrik untuk Provinsi Maluku adalah 79,9% dan untuk Provinsi Maluku Utara 91,6%.

7. PROVINSI PAPUA DAN PROVINSI PAPUA BARAT

Kondisi kelistrikan di Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat masuk dalam sistem kelistrikan Wilayah Papua yang terdiri atas beberapa sistem yang terisolasi antara lain Sistem Jayapura, Biak, Sorong, Merauke, Manokwari, dan Timika. Beban puncak kelistrikan Wilayah Papua pada tahun 2007 mencapai 34,30 MW.

Sampai dengan akhir tahun 2007, penjualan tenaga listrik untuk kelistrikan Wilayah Papua mencapai 531,4 GWh dengan komposisi penjualan per sektor pelanggan untuk sosial adalah 20,1 GWh (3,79%), rumah tangga adalah 314,7 GWh (59,22%), bisnis 141,8 GWh (26,68%), industri 6,7 GWh (1,26%), dan publik 48,1 GWh (9,06%). Rasio elektrifikasi tahun 2007 untuk Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat adalah 32,05% dan rasio desa berlistrik untuk Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat adalah 30,2%.

8. KONDISI SISTEM PENYALURAN TENAGA LISTRIK

Sistem kelistrikan yang ada di kepulauan Indonesia belum sepenuhnya terintegrasi dengan jaringan transmisi. Saat ini yang telah terintegrasi hanya sistem kelistrikan se Jawa-Madura-Bali dengan jaringan transmisi 500 KV.

Pulau Sumatera, sistem Sumatera Bagian Utara yang menghubungkan Provinsi Nanggroe Aceh Darusalam (NAD) dan Sumatera Utara telah terinterkoneksi dengan jaringan transmisi 275 KV, namun belum seluruhnya terhubung. Sistem yang menghubungkan sistem Sumbar dengan Riau sudah terintegrasi dengan baik. Sistem Sumbagsel telah mengintegrasikan Provinsi Sumatera Selatan, Provinsi Jambi, Bengkulu dan Lampung. Pada bulan November 2004, sistem Sumatera Bagian Selatan telah terhubung dengan Sistem Sumbar-Riau dengan Provinsi lainnya di Sumatera Bagian Selatan, dimana semula masih adanya masalah *right of way* pada jalur Bangko-Lubuk Linggau, saat ini telah diselesaikan. Pada bulan Agustus 2006, sistem kelistrikan SumBagUt-SumBagSel juga telah diintegrasikan dengan jaringan transmisi 150 kV.

Pada sistem kelistrikan Pulau Kalimantan sebagian kecil Provinsi Kalimantan Tengah dengan Kalimantan Selatan sudah terhubung melalui jaringan 150 KV. Diharapkan sistem se Kalimantan juga dapat terinterkoneksi dengan jaringan transmisi di masa mendatang.

Sistem kelistrikan pulau Sulawesi yang meliputi Provinsi Sulawesi Selatan, Sulawesi Tengah, Sulawesi Tenggara, Sulawesi Utara dan Gorontalo masih banyak dipasok dengan sistem yang tersebar, akan tetapi beberapa daerah telah terhubung dengan jaringan transmisi 150 KV.

Sistem penyaluran kelistrikan melalui Jaringan Transmisi adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran I.A sampai dengan Lampiran I.D.

BAB IV

RENCANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Sesuai dengan Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 maka RUKN berisi antara lain prakiraan kebutuhan tenaga listrik, sasaran penyediaan tenaga listrik menurut sektor pemakai, jumlah desa yang dilistriki dan sasaran rumah tangga yang akan dilistriki, sarana penyediaan tenaga listrik, jenis sumber energi primer dan kebutuhan investasi yang diperlukan. RUKN ini akan dijadikan acuan bagi PKUK dan PIUKU dalam usaha penyediaan tenaga listrik.

Seperti lazimnya dalam perencanaan sektor tenaga listrik, rencana sarana penyediaan tenaga listrik untuk kurun waktu lima tahun merupakan rencana yang lebih pasti (*committed project*) untuk dilaksanakan karena sebagian besar proyek sarana penyediaan tenaga listrik dalam kurun waktu tersebut sedang dalam tahap pembangunan dan pendanaannya sudah jelas. Sedangkan untuk kurun waktu lima sampai dengan sepuluh tahun ke depan tingkat kepastiannya berkurang karena pendanaannya yang belum pasti namun aspek kuantitatif kebutuhan tenaga listrik harus dapat dipenuhi. Untuk kurun waktu jangka menengah dan jangka panjang tingkat kepastian kebutuhan tenaga listrik dalam RUKN ini semakin berkurang. Oleh sebab itu rencana ini perlu untuk dimutakhirkan setiap tahun.

1. PRAKIRAAN KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK

Kebutuhan tenaga listrik akan meningkat sejalan dengan perkembangan ekonomi daerah dan pertumbuhan penduduk. Semakin meningkatnya ekonomi pada suatu daerah maka konsumsi tenaga listrik juga akan semakin meningkat. Kondisi ini tentunya harus diantisipasi sedini mungkin agar penyediaan tenaga listrik dapat tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang memadai. Asumsi pertumbuhan ekonomi untuk dua puluh tahun mendatang (2008 – 2027) yang digunakan untuk menyusun prakiraan kebutuhan tenaga listrik adalah rata-rata 6,1% per tahun secara nasional.

Disamping pertumbuhan ekonomi, perkembangan tenaga listrik juga dipengaruhi oleh faktor perkembangan penduduk dalam pengertian jumlah rumah tangga yang akan dilistriki. Pertumbuhan penduduk secara nasional untuk dua puluh tahun ke depan (2008 – 2027) diperkirakan rata-rata tumbuh sebesar 1,3% pertahun, berturut turut di pulau Jawa-Madura-Bali sebesar 1,0% per tahun dan di luar pulau Jawa-Madura-Bali sebesar 1,7% per tahun.

Dengan asumsi pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk seperti tersebut di atas, maka pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik diproyeksikan rata-rata adalah sebagaimana terlihat pada Tabel 1.

Table 1 Asumsi yang Dipergunakan

| No. | Asumsi | 2008 - 2027 |
|-----|---|------------------------------|
| 1. | Pertumbuhan Ekonomi - Jawa-Madura-Bali - Luar Jawa-Madura-Bali - Indonesia | 6,1% 6,2% 6,1% |
| 2. | Pertumbuhan Penduduk - Jawa-Madura-Bali - Luar Jawa-Madura-Bali - Indonesia | 1,0% 1,7% 1,3% |
| 3. | Pertumbuhan Kebutuhan Tenaga Listrik - Jawa-Madura-Bali - Luar Jawa-Madura-Bali - Indonesia - Elastisitas | 10,0% 8,3% 9,2% 1,5 |

Besarnya pertumbuhan rata-rata kebutuhan tenaga listrik nasional yang sebesar 9,2% tersebut juga telah memperhatikan banyaknya daftar tunggu calon pelanggan PT PLN (Persero) yang jumlah kapasitasnya telah mencapai kurang lebih sekitar 6.000 MW akibat diterapkannya pembatasan penjualan tenaga listrik (*suppressed demand*) pada tahun-tahun sebelumnya.

Sasaran yang ingin dicapai adalah rasio elektrifikasi dan untuk dua puluh tahun mendatang pada masing-masing Provinsi dapat dilihat pada Tabel 2.

Table 2 Rasio Elektrifikasi (%)

| No. | PROVINSI/DAERAH/ WILAYAH | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|-----|---|-------|------|------|------|------|
| 1. | NAD | 74,91 | 76 | 85 | 100 | 100 |
| 2. | Sumut | 69,32 | 84 | 96 | 100 | 100 |
| 3. | Sumbar | 68,72 | 81 | 95 | 100 | 100 |
| 4. | Riau dan Kepri | 54,66 | 70 | 80 | 90 | 100 |
| 5. | Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu | 49,58 | 56 | 70 | 80 | 95 |
| 6. | Lampung | 47,66 | 60 | 80 | 91 | 100 |
| 7. | Babel | 72,45 | 80 | 90 | 100 | 100 |
| 8. | Batam | *) | 90 | 100 | 100 | 100 |
| 9. | Jawa-Bali-Madura | 76,11 | 85 | 95 | 100 | 100 |
| 10. | Kaltim | 68,37 | 80 | 94 | 100 | 100 |
| 11. | Kalselteng | 57,86 | 66 | 79 | 96 | 100 |
| 12. | Kalbar | 45,65 | 65 | 81 | 93 | 99 |
| 13. | Sulutenggo | 54,32 | 59 | 68 | 88 | 95 |
| 14. | Sulselrabar | 46,56 | 63 | 70 | 85 | 96 |
| 15. | NTB | 31,99 | 50 | 63 | 70 | 85 |

| No. | PROVINSI/DAERAH/ WILAYAH | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|-----|-----------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-----------|
| 16. | NTT | 24,24 | 35 | 42 | 69 | 84 |
| 17. | Maluku dan Maluku Utara | 51,59 | 60 | 75 | 90 | 100 |
| 18. | Papua dan Papua Barat | 32,05 | 50 | 63 | 75 | 90 |
| | Total Indonesia | 64,34 | 67,2 | 79,2 | 90,4 | 93 |

*) Rasio elektrifikasi Batam tahun 2007 telah tergabung dalam rasio elektrifikasi Riau dan Kepri

Berdasarkan asumsi makro di atas serta dengan memperhatikan kebijakan pemerataan pembangunan di daerah maka disusun sasaran prakiraan kebutuhan tenaga listrik menurut sektor pemakai. Pada Tabel 3 ini digambarkan sasaran yang dapat dipasok terutama oleh PT PLN (Persero) sebagai PKUK.

Table 3 Sasaran Penjualan Listrik PT PLN (Persero)

| Tahun | 2008 | 2013 | 2018 | 2023 | 2027 |
|--------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Jawa-Madura-Bali (TWh) | 112 | 176 | 282 | 458 | 684 |
| Rumah tangga | 42 | 77 | 140 | 254 | 406 |
| Komersial | 19 | 35 | 60 | 100 | 147 |
| Industri | 44 | 53 | 63 | 73 | 82 |
| Publik | 6 | 11 | 19 | 32 | 49 |
| Luar Jawa-Madura- Bali(TWh) | 28 | 41 | 61 | 91 | 129 |
| Rumah tangga | 14 | 20 | 28 | 40 | 53 |
| Komersial | 5 | 8 | 13 | 23 | 38 |
| Industri | 6 | 9 | 13 | 19 | 27 |
| Publik | 3 | 4 | 6 | 9 | 13 |
| Indonesia (TWh) | 140 | 217 | 342 | 549 | 813 |
| Rumah tangga | 57 | 97 | 168 | 293 | 459 |
| Komersial | 24 | 43 | 73 | 123 | 185 |
| Industri | 50 | 62 | 76 | 92 | 108 |
| Publik | 9 | 15 | 25 | 41 | 61 |

2. SARANA PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK

Pembangkit Tenaga Listrik

Pengembangan kapasitas penyediaan tenaga listrik diarahkan pada pertumbuhan yang realistis dan diutamakan untuk menyelesaikan krisis penyediaan tenaga listrik yang terjadi di beberapa daerah, meningkatkan cadangan dan terpenuhinya margin cadangan dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat serta meniadakan rencana

pengembangan pembangkit BBM. Pengembangan pembangkit BBM hanya dilakukan untuk penanggulangan daerah krisis penyediaan tenaga listrik jangka pendek (satu hingga dua tahun ke depan) sambil menunggu selesainya pembangunan pembangkit non-BBM yang telah direncanakan melalui sewa pembangkit yang menggunakan bahan bakar MFO. Apabila pembangkit non-BBM yang telah direncanakan tersebut telah beroperasi, maka pembangkit BBM tersebut di non-operasikan.

Pembangunan pembangkit baru, baik yang dilaksanakan oleh PKUK atau PIUKU maupun yang akan dimitrakan dengan Koperasi dan Badan Usaha lainnya harus mengacu kepada RUKN ini. Adapun kriteria yang digunakan dalam penyusunan kebutuhan daya dalam RUKN ini adalah berdasarkan kepada cadangan daya yang diinginkan (*reserve margin*). Untuk pulau Jawa-Madura-Bali cadangan daya diproyeksikan sekitar 30% untuk kurun waktu dua puluh tahun kedepan. Untuk Luar Pulau Jawa yang umumnya sistem terisolasi menggunakan kriteria cadangan daya yang lebih tinggi berkisar 40%. Asumsi ini telah mempertimbangkan kemungkinan adanya *slippage projects* maupun kendala pendanaan dan penundaan pembangunan sarana penyediaan tenaga listrik

Indikasi kebutuhan daya tambahan tahunan ditentukan berdasarkan daya tambahan pembangkit tenaga listrik pada tahun berjalan dikurangi daya tambahan pada tahun sebelumnya. Sedangkan indikasi daya tambahan pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan didasarkan pada pemenuhan kebutuhan prakiraan beban puncak dan cadangan daya yang diinginkan untuk menjaga keandalan dan stabilitas sistem. Uraian prakiraan kebutuhan beban yang diperlukan untuk seluruh wilayah dan Provinsi adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II.A sampai dengan Lampiran II.N.

Pengembangan Penyaluran Tenaga Listrik

Prinsip dasar pengembangan sistem penyaluran diarahkan kepada pertumbuhan sistem, peningkatan keandalan sistem dan mengurangi kendala pada sistem penyaluran serta adanya pembangunan pembangkit baru. Namun mengingat bahwa sebagian besar program percepatan pembangunan pembangkit 10.000 MW (*crash program*) di Sistem Jawa-Madura-Bali saat ini dalam tahap pembangunan, maka pengembangan sistem penyaluran tenaga listrik untuk tiga tahun kedepan diprioritaskan pembangunannya untuk menyalurkan tenaga listrik dari pembangkit baru *crash program* yang direncanakan akan mulai masuk tahun 2009-2010.

Pada saat ini, sistem besar yang sudah terintegrasi dengan baik adalah Sistem Jawa-Madura-Bali dan Sistem Sumatera. Sedangkan sistem kelistrikan di pulau lainnya seperti Sulawesi sudah lebih baik sistemnya di daerah bagian utara dan selatan. Adapun sistem kelistrikan di pulau lainnya seperti Kalimantan, Nusa Tenggara, Maluku dan Papua perlu mendapatkan perhatian lebih dalam pengembangan sistem penyalurannya khususnya dalam upaya peningkatan keandalan.

Untuk kurun waktu jangka menengah, diharapkan Sistem Sumatera sudah terintegrasi seluruhnya menggunakan jaringan tegangan ekstra tinggi 275 kV yang saat ini sistemnya telah terinterkoneksi di jaringan tegangan tinggi 150 kV. Dengan masuk pembangkit yang berskala besar, dalam kurun waktu jangka panjang sistem di Kalimantan dan Sulawesi diharapkan pula sudah terhubung dengan baik.

Pengembangan sistem penyaluran diarahkan pada pengembangan sistem tegangan 500 kV dan 150 kV untuk Sistem Jawa-Madura-Bali dan 275 kV, 150 kV dan 70 kV untuk sistem di luar Jawa-Madura-Bali. Upaya pengembangan penyaluran secara terinterkoneksi antara Sistem Jawa-Madura-Bali dengan Sistem Sumatera dapat dilakukan setelah dilakukan kajian secara mendalam dengan memperhatikan beberapa aspek, antara lain aspek teknis, ekonomis dan sosial. Sedangkan rencana pembangunan *cross-link* 500 kV dari Pulau Jawa ke Pulau Bali adalah merupakan salah satu opsi yang dapat dilakukan dalam mengantisipasi pertumbuhan beban di Bali.

Dalam pengembangan gardu induk, sistem tegangan yang dipilih diarahkan pada kesesuaian pengembangan sistem transmisinya. Penambahan trafo diprioritaskan bila pembebanan trafo pada Gardu Induk (GI) terpasang sudah mencapai 70% dari kapasitasnya. Sedangkan pembangunan GI baru dapat dipertimbangkan untuk dilakukan bila pasokan pada suatu kawasan sudah tidak mampu dipenuhi dari GI yang ada disekitarnya yang diindikasikan dengan pembebanan trafo GI sudah melebihi 70% dan kapasitasnya sudah memiliki kapasitas optimum.

Pengembangan Distribusi Tenaga Listrik

Pengembangan sarana distribusi tenaga listrik diarahkan untuk dapat mengantisipasi pertumbuhan penjualan tenaga listrik, mempertahankan tingkat keandalan yang diinginkan dan efisien serta meningkatkan kualitas pelayanan.

Apabila dengan pertimbangan pemenuhan tenaga listrik secara terintegrasi dengan sistem kelistrikan lain di nilai kurang/tidak efisien, maka jaringan terisolasi dapat diterapkan. Pengertian dari jaringan terisolasi adalah jaringan distribusi tenaga listrik yang berdiri sendiri dan tidak terhubung langsung dengan JTN dengan wilayah pelayanan terbatas.

3. PRAKIRAAN KEBUTUHAN DAN PENYEDIAAN TENAGA LISTRIK SECARA REGIONAL

A. JAWA-BALI

Jawa-Madura-Bali

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008 - 2027 diperkirakan tumbuh 1% per tahun dan pertumbuhan PDRB untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,1% per tahun, rasio elektrifikasi pada tahun 2020 diharapkan mencapai 100%. Pertumbuhan permintaan energi listrik untuk periode 2008–2027 diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 10,0% per tahun dengan komposisi sektor tumbuh berturut-turut adalah rumah tangga tumbuh 12,6%, publik 11,4% dan komersial 11,4%. Sedangkan industri diperkirakan hanya tumbuh sekitar 3,4%. Dengan demikian pada akhir tahun 2027 konsumsi tenaga listrik di Jawa-Madura-Bali diperkirakan akan mencapai 684,2 TWh. Beban puncak sampai dengan tahun 2027 diharapkan mencapai 115.102 MW. Prakiraan kebutuhan beban daerah Jawa-Madura-Bali adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II A.

Sistem Jawa-Madura-Bali

Sistem Jawa-Madura-Bali mensuplai seluruh Provinsi di pulau Jawa, Madura dan Bali melalui sistem transmisi 500 kV dan 150 kV, sedangkan interkoneksi dari Provinsi Jawa dengan Provinsi Bali dihubungkan dengan kabel laut 150 kV demikian juga halnya dengan penyaluran ke pulau Madura. Pertumbuhan beban listrik untuk dua puluh tahun mendatang diperkirakan rata-rata sebesar 10,0% per tahun. Dengan asumsi bahwa faktor beban untuk sistem tersebut berkisar antara 75% - 76% dan total *losses* dan susut pada tahun 2027 diharapkan mencapai 12%, maka diproyeksikan bahwa beban puncak pada tahun 2027 akan mencapai 115.102 MW. Untuk memenuhi kebutuhan beban tersebut diperlukan tambahan kapasitas pembangkit tenaga listrik sebesar 143.529 MW pada tahun 2027.

Cadangan daya sistem diasumsikan berkisar sekitar 30% hingga tahun 2027. Asumsi cadangan ini telah memperhatikan diantaranya adalah kemungkinan terjadinya *slippage projects* dalam pembangunan pembangkit tenaga listrik baru maupun pengadaan dengan pihak swasta. Untuk kurun waktu 2008 – 2018 diperlukan tambahan daya secara akumulasi sebesar 52.266 MW dan untuk kurun waktu 2018 - 2027 diperlukan tambahan daya secara akumulasi sebesar 143.529 MW. Prakiraan kebutuhan beban daerah Jawa-Madura-Bali adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II A.

B. SUMATERA

Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)

Asumsi pertumbuhan penduduk di Provinsi NAD tahun 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata 1,0% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 5,1% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan mencapai 100% pada tahun 2020.

Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 9% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diharapkan mencapai 8,7 TWh. Sebagian besar kelistrikan di Provinsi NAD sudah terintegrasi dengan Provinsi Sumatera Utara.

Provinsi Sumatera Utara

Asumsi pertumbuhan penduduk di Provinsi Sumatera Utara tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 1,0% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,7% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2020.

Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 7,3% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diharapkan mencapai 27,2 TWh. Sebagian besar pemenuhan kebutuhan tenaga listrik untuk Provinsi Sumut dan NAD dipenuhi oleh sistem Sumbagut.

Provinsi Sumatera Barat

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 0,7% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 5,1% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2020.

Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 7,2% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diharapkan mencapai 6,8 TWh. Sistem Sumatera Barat saat ini dipasang dari sistem interkoneksi Sumatera Bagian Selatan.

Provinsi Riau dan Kepri

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 1,98% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,2% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2025.

Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 7,4% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diharapkan mencapai 8,1 TWh.

Kelistrikan S2JB (Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu)

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 1,2% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 5,7% per tahun. Pertumbuhan rata-rata kebutuhan tenaga listrik mencapai 8,2% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 95% pada tahun 2025.

Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 8,2% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diperkirakan mencapai 14,7 TWh.

Provinsi Lampung

Variabel-variabel yang akan mempengaruhi permintaan tenaga listrik di Provinsi Lampung pada masa mendatang adalah proyeksi pertumbuhan penduduk untuk tahun 2008-2027 sebesar 0,9% per tahun dan pertumbuhan ekonomi sebesar 6,2% per tahun. Permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 10,3% per tahun atau pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik mencapai 11,1 TWh. Proyeksi perkembangan rasio elektrifikasi pada tahun 2025 mencapai 100%, Sistem kelistrikan di Provinsi Lampung disuplai oleh sistem kelistrikan Sumatera Bagian Selatan dan beberapa tahun kedepan sistem Sumatera diharapkan dapat terinterkoneksi pada tegangan 275 kV.

Neraca Daya Sistem Sumatera

Saat ini sistem Sumatera telah terinterkoneksi pada saluran transmisi tegangan tinggi 150 kV dan diharapkan kedepan dapat diinterkoneksi pada tegangan 275 kV. Dengan asumsi *reserve margin* 40% terhadap beban puncak mulai tahun 2008-2027, maka dalam kurun waktu tersebut diperlukan tambahan kapasitas pembangkit baru sebesar 19.833 MW. Prakiraan kebutuhan beban daerah Sumatera adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II B.

Upaya pengembangan penyaluran terinterkoneksi antara Sistem Jawa-Madura-Bali dengan Sistem Sumatera dapat dilakukannya setelah dilakukan kajian secara mendalam dengan memperhatikan beberapa aspek, antara lain aspek teknis, ekonomis dan sosial. Diharapkan dengan terinterkonesinya kedua sistem tersebut dapat meningkatkan pertumbuhan ekonomi kedua pulau besar tersebut.

Kelistrikan di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung

Diasumsikan untuk kurun waktu dua puluh tahun mendatang diperkirakan pertumbuhan penduduk di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung rata-rata 1% per tahun dan pertumbuhan ekonomi rata-rata 7,5% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2020. Pertumbuhan permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 5,8% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diperkirakan mencapai 892 GWh.

Sistem kelistrikan di Provinsi Kepulauan Bangka Belitung saat ini belum terintegrasi. Untuk mengantisipasi pertumbuhan beban tenaga listrik dan menjaga keamanan pasokan tenaga listrik sampai dengan tahun 2027 perlu tambahan daya listrik sebesar 223 MW (asumsi cadangan daya 40%). Prakiraan kebutuhan beban daerah Bangka Belitung adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II C.

Batam

Perkembangan kebutuhan tenaga listrik di Batam didasarkan atas rencana pengembangan kawasan, pertumbuhan ekonomi regional/Singapura/Malaysia, dan interkoneksi kelistrikan Batam – Bintan. Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 4,5% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,1% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2015.

Pertumbuhan rata-rata kebutuhan tenaga listrik periode 2008-2027 diperkirakan mencapai rata-rata 9,3% per tahun sehingga pada tahun 2027 kebutuhan tenaga listrik diharapkan mencapai 6,3 TWh.

Pertumbuhan beban puncak sampai dengan tahun 2027 akan meningkat menjadi 1.078 MW. Dengan asumsi *reserve margin* 40% pada tahun 2008-2027 maka kebutuhan kapasitas akan terus dibutuhkan sehingga perlu tambahan kapasitas baru sampai tahun 2027 sebesar 1.390 MW, prakiraan kebutuhan beban daerah Batam adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II D.

C. KALIMANTAN

Provinsi Kalimantan Barat

Variabel-variabel yang mempengaruhi permintaan tenaga listrik di Provinsi Kalimantan Barat adalah pertumbuhan penduduk dan ekonomi. Proyeksi pertumbuhan penduduk sampai dengan tahun 2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 1,3% per tahun dan pertumbuhan ekonomi Provinsi Kalimantan Barat diproyeksikan 6,2%. Sehingga rasio elektrifikasi diperkirakan mencapai sebesar 99% pada tahun 2025. Pertumbuhan permintaan energi listrik diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 7,6% per tahun. Dengan beban

puncak sampai dengan tahun 2027 diperkirakan mencapai 960 MW, dan asumsi *reserve margin* atau cadangan daya adalah sebesar 40% sampai tahun 2027, maka total kapasitas pembangkit tenaga listrik baru yang dibutuhkan pada tahun 2027 adalah sebesar 1.281 MW. Prakiraan kebutuhan beban daerah Kalimantan Barat adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II E.

Provinsi Kalimantan Timur

Pertumbuhan penduduk di Provinsi Kalimantan Timur (Kaltim) pada masa dua puluh tahun mendatang rata-rata sebesar 1,7% per tahun, pertumbuhan ekonomi diproyeksikan 6,2%. Mengacu kepada asumsi makro tersebut pertumbuhan permintaan energi listrik untuk periode 2008-2027 diperkirakan akan tumbuh rata-rata sebesar 7,8% per tahun. Beban puncak sampai dengan tahun 2027 diperkirakan mencapai 1.394 MW. Rasio elektrifikasi Provinsi Kalimantan Timur diperkirakan mencapai sebesar 100% pada tahun 2020.

Untuk memenuhi pertumbuhan beban sampai dengan tahun 2027 dan asumsi cadangan 40% maka masih diperlukan proyek-proyek pembangkit baru sebesar 1.852 MW sampai tahun 2027, prakiraan kebutuhan beban daerah Kalimantan Timur adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II F.

Pengembangan sistem penyaluran untuk Sistem Kaltim ke depan diarahkan untuk meningkatkan *reliability* dan *debottlenecking* yang terdapat di beberapa sistem.

Sistem Kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah (Sistem Kalselteng)

Sistem kelistrikan Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah sampai dengan tahun 2027 diproyeksikan akan mengalami perkembangan yang cukup pesat. Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 2,4% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,2% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2025. Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik sebesar 9,7% per tahun, perkembangan beban puncak tahun 2027 akan mencapai 2.230 MW.

Dengan asumsi *reserve margin* 40% dan untuk memenuhi kebutuhan beban sampai tahun 2027 maka dibutuhkan tambahan kapasitas pembangkit baru kurang lebih 2.979 MW. Prakiraan kebutuhan beban untuk daerah Kalimantan Selatan dan Tengah adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II G.

Pengembangan sistem penyaluran untuk Sistem Kalselteng ke depan diarahkan untuk meningkatkan *reliability* dan *debottlenecking* yang terdapat di beberapa sistem.

D. SULAWESI

Sistem Kelistrikan Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo (Sistem Suluttenggo)

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 1,3% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,8% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 95% pada tahun 2025.

Apabila kelistrikan di tiga Provinsi tersebut dapat terintegrasi maka pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik mencapai rata-rata 7,9% per tahun dan perkembangan beban puncak tahun 2027 adalah sebesar 1.237 MW. Dengan asumsi bahwa cadangan daya 40% maka daya yang dibutuhkan sampai tahun 2027 secara akumulatif sebesar 1.606 MW sedangkan total kapasitas sistem diharapkan mencapai 1.731 MW. Prakiraan kebutuhan beban daerah Suluttenggo adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II H.

Pengembangan sistem penyaluran untuk Sistem Suluttenggo ke depan diarahkan untuk meningkatkan *reliability* dan *debottlenecking* yang terdapat di beberapa sistem.

Sistem Kelistrikan Sulawesi Selatan, Sulawesi Tenggara, dan Sulawesi Barat (Sistem Sulserabar)

Asumsi pertumbuhan penduduk tahun 2008-2027 diperkirakan rata-rata 1,1% per tahun sedangkan pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,7% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 96% pada tahun 2025.

Pertumbuhan kebutuhan tenaga listrik untuk ketiga Provinsi tersebut di atas diperkirakan tumbuh sebesar 7,2% per tahun, perkembangan beban puncak hingga tahun 2027 mencapai kurang lebih sebesar 2.516 MW. Daya tambahan yang dibutuhkan hingga pada tahun 2027 adalah sebesar 3.196 MW dengan asumsi cadangan daya 40%. Prakiraan kebutuhan beban untuk daerah Sulserabar adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II I.

Pengembangan sistem penyaluran untuk Sistem Sulserabar ke depan diarahkan untuk meningkatkan *reliability* dan *debottlenecking* yang terdapat di beberapa sistem. Dalam jangka panjang, diharapkan pengembangan saluran dengan penggunaan tegangan 500 kV atau 275 kV, yang akan menjadi cikal bakal jaringan interkoneksi di Sulawesi dapat diwujudkan.

E. NUSA TENGGARA

Provinsi Nusa Tenggara Barat (NTB)

Proyeksi pertumbuhan penduduk di NTB sampai dengan tahun 2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 1,2% per tahun, pertumbuhan PDRB Provinsi NTB untuk periode tahun 2008-2027 diproyeksikan 6,7% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 85% pada tahun 2025.

Kebutuhan listrik di NTB sampai dengan tahun 2027 diproyeksikan akan mengalami pertumbuhan sekitar 8,3% per tahun. Pertumbuhan beban puncak sampai dengan tahun 2027 diperkirakan mencapai 622 MW. Sampai dengan tahun 2027 diperlukan tambahan daya sebesar 820 MW dengan asumsi cadangan daya 40%. Prakiraan kebutuhan beban daerah NTB adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II J.

Provinsi Nusa Tenggara Timur (NTT)

Proyeksi pertumbuhan penduduk di NTT sampai dengan tahun 2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 1,1% per tahun, pertumbuhan PDRB Provinsi NTT untuk periode tahun 2008-2027 diproyeksikan 6,4% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 84% pada tahun 2025.

Kebutuhan listrik di NTT sampai dengan tahun 2027 diproyeksikan akan mengalami pertumbuhan sekitar 7,2% per tahun. Pertumbuhan beban puncak sampai dengan tahun 2027 diperkirakan sebesar 306 MW. Daya tambahan yang dibutuhkan sampai dengan tahun 2027 diperkirakan mencapai 403 MW dengan asumsi cadangan daya 40%. Prakiraan kebutuhan beban untuk daerah NTT adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II K.

F. MALUKU

Provinsi Maluku dan Provinsi Maluku Utara

Proyeksi pertumbuhan penduduk di Maluku dan Maluku Utara sampai dengan tahun 2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 2,4% per tahun, pertumbuhan ekonomi untuk periode tahun 2008-2027 diproyeksikan 6,2% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 100% pada tahun 2025. Sistem kelistrikan di Provinsi Maluku dan Maluku Utara sampai dengan tahun 2027 diproyeksikan akan mengalami perkembangan kebutuhan tenaga listrik sebesar 7,1 per tahun. Pertumbuhan beban puncak hingga tahun 2027 diprediksikan sebesar 329 MW.

Kebutuhan daya tambahan sampai tahun 2027 diproyeksikan mencapai 435 MW (asumsi cadangan daya 40%). Prakiraan kebutuhan beban untuk daerah Maluku – Maluku Utara adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II L.

G. PAPUA

Proyeksi pertumbuhan penduduk di Papua sampai dengan tahun 2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 1,9% per tahun, pertumbuhan ekonomi untuk periode yang sama diproyeksikan sebesar 6,7% per tahun. Berdasarkan asumsi tersebut maka rasio elektrifikasi diharapkan akan menjadi 90% pada tahun 2025. Pertumbuhan permintaan energi listrik untuk periode 2008–2027 diperkirakan tumbuh rata-rata sebesar 6,5% per tahun. Pertumbuhan beban puncak sampai dengan tahun 2027 diperkirakan sebesar 414 MW.

Sistem Papua sampai pada tahun 2027 diproyeksikan akan membutuhkan daya secara akumulatif sebesar 562 MW (asumsi cadangan daya 40%). Prakiraan kebutuhan beban untuk daerah Papua adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II M.

4. KEBUTUHAN TENAGA LISTRIK NASIONAL

Dengan mengkompilasi data kebutuhan tenaga listrik seluruh daerah/sistem/wilayah tersebut di atas dapat disimpulkan bahwa kebutuhan listrik secara nasional untuk dua puluh tahun mendatang diperkirakan tumbuh rata-rata 9,2% per tahun. Konsumsi tenaga listrik pada tahun 2027 diharapkan mencapai 813,3 TWh. Secara nasional dapat diproyeksikan bahwa beban puncak diperkirakan pada tahun 2027 adalah 141,9 GW. Dengan demikian kebutuhan tenaga listrik perlu dipersiapkan tambahan kapasitas pembangkit sekurangnya sebesar 178,1 GW sampai tahun 2027. Prakiraan Kebutuhan Beban Indonesia adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran II N.

5. RENCANA PENGGUNAAN ENERGI PRIMER UNTUK PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK

Kebutuhan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik dirancang dengan menggunakan energi yang termurah (*least cost*). Untuk kurun waktu sepuluh tahun, komposisi penggunaan batubara meningkat dan dominan sebagai pemikul beban dasar, yaitu naik dari 45% pada tahun 2008 menjadi 63% tahun 2018 melalui program percepatan pembangunan pembangkit batu bara dengan total kapasitas 10.000 MW. Hal ini mengingat bahwa cadangan potensi batubara nasional masih cukup tinggi, rencana produksi hingga tahun 2010 adalah 184 juta ton pertahun. Meningkatnya penggunaan batubara hingga 63% pada tahun 2018, membutuhkan dukungan dan kesiapan infrastruktur untuk "*coal handling*", antara lain untuk transport darat/air dari tambang ke pelabuhan pengirim, kesediaan terminal batubara pengirim (*shipping*), angkutan laut (*barging*) dan kesediaan terminal batubara penerima (*receiving*).

Berbeda dengan batubara yang meningkat sangat tinggi, pemakaian BBM mengalami penurunan yang sangat tinggi, yaitu dari 26% pada tahun 2008 menjadi tinggal 2% pada tahun 2018, hal ini disebabkan harga BBM yang

cenderung meningkat cukup tinggi akan mempengaruhi biaya operasional pembangkitan.

Produksi panas bumi diprediksikan meningkat hanya sekitar 7% untuk sepuluh tahun kedepan, yaitu dari 5% pada tahun 2008 menjadi 12% pada tahun 2018. Apabila kendala utama yang dihadapi oleh pengembangan panas bumi yaitu lokasi di kawasan hutan lindung dapat diselesaikan, maka peningkatan produksi panas bumi dapat meningkat dengan cukup signifikan, dimana saat ini telah ditetapkannya 12 Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) panas bumi oleh Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral, yaitu:

1. WKP panas bumi di daerah Seulawah Agam, Kabupaten Aceh Besar, Provinsi NAD (prospek 160 MWe).
2. WKP panas bumi di daerah Jailolo, Kabupaten Halmahera Barat, Provinsi Maluku Utara (prospek 75 MWe).
3. WKP panas bumi di daerah Telaga Ngebel, Kabupaten Ponorogo dan Kabupaten Madiun, Provinsi Jawa Timur (prospek 120 MWe).
4. WKP panas bumi di daerah Gunung Ungaran, Kabupaten Semarang dan Kabupaten Kendal, Provinsi Jawa Tengah (prospek 100 MWe).
5. WKP panas bumi di daerah Gunung Tampomas, Kabupaten Sumedang dan Kabupaten Subang, Provinsi Jawa Barat (prospek 100 MWe).
6. WKP panas bumi di daerah Ciselok Sukarame, Kabupaten Sukabumi, Provinsi Jawa Barat (prospek 30 - 45 MWe).
7. WKP panas bumi di daerah Gunung Tangkuban Perahu, Lembang, Provinsi Jawa Barat (prospek 100 MWe).
8. WKP panas bumi di daerah Jaboi, Sabang, Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (prospek 30 MWe).
9. WKP panas bumi di daerah Sokoria, Kabupaten Ende, Provinsi Nusa Tenggara Timur (prospek 30 MWe).
10. WKP panas bumi di daerah Gunung Talang, Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera barat (prospek 36 MWe).
11. WKP panas bumi di daerah Blawan-Ijen, Kabupaten Bondowoso, Kabupaten Banyuwangi dan Kabupaten Situbondo, Provinsi Jawa Timur (prospek 270 MWe).
12. WKP panas bumi di daerah Hu'u Daha, Kabupaten Dompu, Provinsi Nusa Tenggara Barat (prospek 65 MWe).

Dengan telah ditetapkannya ke 12 WKP tersebut, maka pengembangan potensi panas bumi di daerah tersebut terbuka bagi badan usaha dengan cara pelelangan.

Penggunaan gas pada tahun 2008 adalah 17% dan diperkirakan porsinya tetap 17% pada tahun 2018 akibat permasalahan ketersediaan gas dan infrastrukturnya. Pemanfaatan LNG diperkirakan mulai dimanfaatkan pada tahun 2015 seiring dengan beroperasinya PLTGU Bojonegara dan LNG terminal yang diperkirakan porsinya akan menjadi sekitar 2% pada tahun 2018.

Pemanfaatan tenaga air mengalami penurunan sekitar 1%, yaitu dari 7% di tahun 2008 menjadi sekitar 6% pada tahun 2018. Hal ini disebabkan pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) lebih diarahkan pada pemanfaatan kecepatan debit air sungai (*run of river*) dan mengurangi pembangunan waduk atau bendungan yang memiliki permasalahan terhadap lingkungan dan sosial. Di samping itu, penurunan persentase pemanfaatan tenaga air tersebut disebabkan juga menurunnya kapasitas PLTA akibat berkurangnya debit waduk atau bendungan akibat terjadinya erosi di hulu muara sungai.

Mengingat bahwa potensi energi panas bumi dan hidro sangat berlimpah sebagai energi primer untuk pembangkit tenaga listrik, maka untuk mendorong pemanfaatannya seoptimal mungkin, khususnya bagi daerah-daerah yang memiliki potensi energi tersebut, dapat dilakukan melalui program percepatan (*crash program*) pembangunan pembangkit tenaga listrik dengan energi terbarukan.

Rencana perkembangan komposisi produksi energi primer untuk pembangkit tenaga listrik untuk kurun waktu tiga hingga empat tahun kedepan dapat dilihat pada Tabel 4.

Table 4. Persentase Komposisi Energi Primer Untuk Pembangkit (%)

| Energi Primer | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| - Batubara | 45 | 48 | 62 | 66 | 65 | 64 | 64 | 65 | 64 | 64 | 63 |
| - BBM | 26 | 19 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| - Panas bumi | 5 | 5 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 11 | 10 | 11 | 12 |
| - Gas *) | 17 | 21 | 21 | 19 | 19 | 19 | 18 | 16 | 18 | 17 | 17 |
| - Tenaga Air | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |

*) Termasuk LNG yang diperkirakan mulai dimanfaatkan pada tahun 2015

6. PROGRAM ELEKTRIFIKASI DESA

Sampai dengan tahun 2007 secara administratif, jumlah desa di seluruh Indonesia berdasarkan data dari Badan Pusat Statistik (BPS) adalah sebanyak 71.555 desa yang tersebar di daerah yang telah berkembang, daerah yang belum berkembang, maupun di daerah terpencil. Dari jumlah tersebut, desa yang telah mempunyai akses tenaga listrik adalah sebesar 65.776 desa (91,9%). Dengan demikian masih ada sekitar 5.779 desa yang belum mempunyai akses tenaga listrik atau sebesar 8,1%.

Sasaran yang ingin dicapai adalah untuk mencapai 100% desa berlistrik pada tahun 2015 dan 67,2% rasio elektrifikasi pada tahun 2010 yang berarti harus dapat melistriki rumah tangga termasuk di desa minimal sejuta pelanggan baru per tahun. Pemanfaatan energi setempat khususnya energi baru dan

terbarukan akan menjadi prioritas utama dalam melistriki desa apabila energi ini dapat kompetitif. Rasio elektrifikasi pada tahun 2015 diharapkan mencapai 79,2% (lihat Tabel 2). Namun provinsi besar yang bebannya dapat terkonsentrasi seperti NAD, Sumatera Utara, Sumatera Barat, Bangka Belitung, Batam, Jawa-Madura-Bali, dan Kalimantan Timur diharapkan mencapai 100% pada tahun 2020.

BAB V

POTENSI SUMBER DAYA ENERGI

1. PEMANFAATAN SUMBER ENERGI UNTUK PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK

Batubara

Penggunaan bahan bakar batubara untuk pembangkit tenaga listrik yang saat ini kurang lebih berkapasitas 8.570 MW, yang dirancang sebagai pemikul beban dasar pada sistem Jawa Madura Bali (JAMALI), karena biaya paling murah, serta ketersediaan batubara di dalam negeri cukup memadai dan potensinya sangat besar di Indonesia.

Sesuai Statistik dan Direktori Badan Geologi Tahun 2007, total sumber daya batubara Indonesia mencapai 93,1 milyar ton dan total cadangan sebesar 16,1 milyar ton yang terdiri atas cadangan terkira mencapai 10,8 milyar ton dan cadangan terbukti mencapai 5,3 milyar ton. Adapun sumber daya batubara kalori rendah (dibawah 5.100 kal/gr) sebesar kurang lebih 20,9 miliar ton yang belum optimal dimanfaatkan, terutama terdapat di Pulau Sumatera (18,9 milyar ton) dan Kalimantan (2,1 milyar ton) yang dapat digunakan dalam mendukung pengembangan pembangkit tenaga listrik, khususnya pembangkit dalam *crash program*.

Salah satu kendala utama dalam pengembangan batubara di Indonesia adalah adanya dampak lingkungan dari PLTU Batubara yang merupakan tantangan dalam pengembangan batubara khususnya di Pulau Jawa di masa yang akan datang dan transportasi pengangkutan batubara ke pusat pembangkit. Alternatif lain untuk memenuhi kebutuhan beban di pulau Jawa adalah dengan pengembangan PLTU Batubara di Pulau Sumatera kemudian ditransmisikan ke Pulau Jawa.

Gas Alam

Dari segi ekonomi, pembangkit tenaga listrik dengan bahan bakar gas dioperasikan sebagai pemikul beban menengah namun pada kenyataannya PLTGU yang ada di sistem JAMALI dioperasikan sebagai pemikul beban dasar karena kontrak pembelian gas alam menggunakan klausul *Take or Pay*.

Sesuai data Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi tahun 2007, sumber daya gas alam Indonesia mencapai 164,99 TSCF dengan cadangan terbukti sebesar 106,01 TSCF dan cadangan potensial sebesar 58,98 TSCF.

Minyak Bumi

Peran BBM sebagai sumber energi dalam pembangkitan tenaga listrik diusahakan semakin menurun dan sedapat mungkin dihindari, kecuali pada

pusat-pusat beban yang kecil dan terisolasi yang umumnya menggunakan PLTD berkapasitas kecil-kecil atau untuk PLTG dan PLTGU yang masih menunggu tersedianya gas alam. Sesuai data Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, sumber daya minyak bumi adalah sebesar kurang lebih 8.403,31 MMSTB yang terdiri atas cadangan terbukti sebesar 3,988,74 MMSTB dan cadangan potensial sebesar 4.414,57 MMSTB.

Tenaga Air

Air merupakan sumber energi yang mempunyai potensi cukup besar sekitar 42.853,3 MW untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik yang semakin meningkat, sehingga potensi yang ada perlu dimanfaatkan semaksimal mungkin untuk menjamin *security of supply* penyediaan tenaga listrik.

Panas Bumi

Potensi panas bumi diperkirakan mencapai 27,5 GWe dan merupakan potensi yang terbesar di dunia yakni 40% dari potensi dunia terdapat di 256 lokasi yang tersebar di wilayah Indonesia. Cadangan terduga panas bumi diperkirakan mencapai 10.835 MWe yang cadangan terduga terbesarnya berada di Provinsi Sumatera Utara (1.384 MWe), Jawa Barat (1.452 MWe) dan Lampung (1.072 MWe). Sedangkan cadangan terbukti panas bumi yang dimiliki adalah sebesar 2.287 MWe dengan potensi cadangan terbukti terbesar berada di Provinsi Jawa Barat, yaitu sebesar 1.535 MWe.

Dari jumlah ini kapasitas pembangkit panas bumi yang beroperasi saat ini sebesar 1.052 MWe atau sekitar 3,8% dari total potensi yang ada dan sebagian besar yang beroperasi terdapat pada sistem JAMALI. Diharapkan tambahan kapasitas pembangkit dari panas bumi yang segera dikembangkan hingga tahun 2018 adalah sebesar kurang lebih 5.998 MW, sehingga sampai tahun 2018 total pembangkit dari panas bumi menjadi 7.050 MW. Pengembangan panas bumi masih terkendala namun mengingat sifat dari panas bumi yang termasuk energi terbarukan dan bersih lingkungan sehingga perannya perlu ditingkatkan sejalan dengan Kebijakan Energi Nasional (KEN).

2. POTENSI SUMBER ENERGI DI PROVINSI

Potensi sumber energi secara nasional menurut jenis sumber energi adalah sebagaimana tercantum dalam lampiran III.

Nanggroe Aceh Darussalam (NAD)

Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (NAD) memiliki beraneka ragam potensi sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari potensi air, panas bumi, batubara, minyak bumi dan gas. Diperkirakan potensi sumber tenaga air mencapai 2.626 MW yang tersebar di 15 lokasi di wilayah NAD. Salah satu dari potensi tersebut yang telah dikembangkan adalah pembangunan PLTA Peusangan dengan daya sebesar 89 MW. Potensi tenaga air yang cukup besar

terdapat di daerah Jambo Aye yang diperkirakan mencapai 471 MW, Lawe Alas sebesar 268 MW, dan Tampur sebesar 126 MW.

Potensi panas bumi juga menjadi alternatif energi selain air yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik yang diperkirakan sebesar 1.232 MWe yang tersebar di 17 lokasi diantaranya yang spekulatif terbesar terdapat di daerah Alue Long-Bangga, Rimba Raya, Simpang Balik dan Silih Nara.

Adapun potensi minyak bumi dan gas alam yang dimiliki adalah 141,28 MMSTB dan 3,71 TSCF. Provinsi NAD juga memiliki potensi Batubara 450,15 juta ton.

Sumatera Utara

Provinsi Sumatera Utara memiliki potensi sumber energi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari potensi air sebesar 12 MW tersebar di 13 lokasi, potensi panas bumi sebesar 3.345 MWe yang tersebar di 16 lokasi diantaranya yang telah terbukti cadangannya terdapat di daerah Lau Debuk-Debuk/Sibayak, Sarula dan Namora Ilangit

Sedangkan potensi minyak bumi yang dimiliki adalah 128,68 MMSTB dan gas alam sebesar 1,32 TSCF. Provinsi Sumatera Utara juga memiliki potensi Batubara 53,94 juta ton.

Sumatera Barat

Provinsi Sumatera Barat memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari batubara dan panas bumi. Potensi cadangan batubara yang dimiliki oleh Provinsi Sumatera Barat mencapai 732,16 juta ton dan potensi panas bumi yang dimilikinya adalah sebesar 1.656 MWe tersebar di 16 lokasi wilayah Sumatera Barat.

Riau dan Kepulauan Riau

Riau dan Kepulauan Riau memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari minyak bumi di Riau daratan diperkirakan sebesar 4.155,67 MMSTB dan sekitar 326,15 MMSTB di kepulauan Natuna, gas bumi sebesar 53,06 TSCF di kepulauan Natuna dan 7,96 TSCF di Riau daratan. Adapun potensi batubara mencapai 1.767,54 juta ton, panas bumi spekulatif sebesar 25 MWe dan tenaga air sebesar 949 MW.

Jambi

Provinsi Jambi memiliki potensi sumber energi yang terdiri batubara sekitar 2.069,07 juta ton, potensi panas bumi diperkirakan sebesar 1.047 MWe tersebar di 8 lokasi dan tenaga air 370 MW yang terdapat di Kabupaten Kerinci.

Bengkulu

Provinsi Bengkulu memiliki potensi energi primer yang terdiri dari batubara, panas bumi yang diperkirakan cadangannya mencapai 198,65 juta ton batubara, panas bumi yang diperkirakan potensinya mencapai 1.273 MWe yang tersebar pada 4 lokasi antara lain di Tambang Sawah, B. Gedung Hulu Lais, Suban Gergok, dan Lebaong Simpang. Sedangkan tenaga air diperkirakan mencapai 1.000 MW dan salah satu pembangkit tenaga air yang telah selesai dibangun adalah PLTA Musi sebesar 210 MW.

Sumatera Selatan

Provinsi Sumatera Selatan memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari minyak bumi diperkirakan sebesar 917,36 MMSTB, gas bumi sebesar 26,68 TSCF, dan batubara diperkirakan sekitar 47.085,08 juta ton serta panas bumi sebesar 1.911 MWe yang tersebar di 6 lokasi.

Lampung

Provinsi Lampung memiliki potensi sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari batubara, tenaga air, panas bumi, dan potensi biomassa. Potensi batubara sekitar 52.463,54 juta ton. Potensi tenaga air untuk skala besar adalah 524 MW dan telah dimanfaatkan adalah PLTA Besai 90 MW dan Batu Tegi 28 MW. Potensi tenaga air yang belum dimanfaatkan adalah Danau Ranau diperkirakan 250 MW, Way Semangka *Upper* dan Way Semangka *Lower* diperkirakan mencapai 152 MW. Potensi panas bumi diperkirakan juga sangat besar yaitu mencapai 2.855 MWe yang terdapat diantaranya di daerah di Ulu Belu, Suoh Antatai, G. Sekicau, Wai Ratai. Kapasitas terbukti tahap pertama yaitu 20 MW.

Bangka Belitung

Provinsi Bangka Belitung sangat bergantung dengan pembangkit diesel milik PT PLN (Persero) maka pengembangan sumber potensi energi yang dimiliki sangat penting. Potensi panas bumi yang dimilikinya adalah sebesar 75 MWe, namun potensi tersebut masih bersifat spekulatif.

Kalimantan Timur

Provinsi Kalimantan Timur memiliki beranekaragam potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik yaitu minyak bumi yang diperkirakan sebesar 768,86 MMSTB, gas bumi 21,49 TSCF, batubara 40.195,57 juta ton dan tenaga air 5.916 MW. Disamping itu terdapat energi terbarukan seperti biomassa, tenaga surya dan angin yang terdapat di pantai Tarakan.

Kalimantan Tengah

Provinsi Kalimantan Tengah merupakan salah satu daerah di Indonesia yang memiliki sumber daya energi yang banyak dan beragam. Potensi energi yang potensial untuk dikembangkan di Kalimantan Tengah khususnya bagi desa-desa tertinggal yang sulit dijangkau oleh jaringan PT PLN (Persero) adalah batubara, mikrohidro, biomassa dan angin. Potensi batubara diperkirakan mencapai 1.586,34 juta ton dan potensi air sebesar 1.300,7 MW.

Kalimantan Selatan

Provinsi Kalimantan Selatan memiliki beranekaragam potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik antara lain batubara 12.095,83 juta ton, biomassa 133,201 kW, sekam padi 1.345.680 Ton, sekam sawit 1.295.505 Ton, penyinaran tenaga surya 23-69% dan tenaga angin Kecepatan 20-24 Knot. Adapun potensi air yang dimiliki sebesar 131 MW.

Kalimantan Barat

Provinsi Kalimantan Barat memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari batubara, tenaga air dan gambut. Diperkirakan bahwa potensi batubara sebesar 527,52 juta ton yang tersebar di perbagai tempat. Di samping itu, potensi tenaga air yang dapat dikembangkan adalah PLTA Ng. Pinoh sebesar 138 MW, PLTA Pade Kembayung 40 MW, PLTA Sibat 21 MW. Sedangkan potensi panas bumi yang dimiliki sebesar 45 MWe yang sifatnya masih spekulatif berada di 3 lokasi.

Nusa Tenggara Barat

Provinsi Nusa Tenggara Barat memiliki potensi sumber energi relatif kecil. Panas bumi terdapat di 3 lokasi dengan total daya sebesar 114 MWe dan potensi air sebesar 149 MW.

Nusa Tenggara Timur

Provinsi Nusa Tenggara Timur memiliki potensi sumber energi primer yang terdiri dari panas bumi, air dan angin. Potensi panas bumi yang dimiliki adalah sebesar 1.266 MWe di 19 lokasi, dengan 2 proyek yaitu PLTP Ulumbu 2 x 6 MW dan PLTP Mataloko 2 x 2,5 MW dalam pengembangan. Total potensi hidro sebesar 143 MW. Potensi energi angin yang sudah disurvei adalah di Desa Nangalili, sebesar 0,1 MW.

Sulawesi Selatan

Provinsi Sulawesi Selatan memiliki beranekaragam potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik, yaitu minyak bumi, batubara, air (PLTA, Minihidro, dan mikro hidro),

dan panas bumi. Potensi minyak bumi yang dimiliki adalah sebesar 95,36 MMSTB.

Potensi batubara sebesar 231,12 juta ton. Batubara baru digunakan untuk bahan bakar keperluan rumah tangga dan industri kecil dalam bentuk briket batubara.

Potensi sumber daya air (PLTA) yang tersebar di berbagai Kabupaten, dengan daya terpasang besarnya 3.200 MW. Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM) besarnya 102.097 kW, tersebar di 21 lokasi yang terletak di berbagai Kabupaten. Sedangkan potensi mikrohidro (PLTMH) sebesar 3.037,3 kW, tersebar di 51 lokasi yang terletak di berbagai Kabupaten. Potensi panas bumi diperkirakan sebesar 398 MWe yang tersebar di 17 lokasi.

Sulawesi Utara

Provinsi Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik, yaitu panas bumi, dan tenaga air. Potensi panas bumi yang ada diperkirakan 793 MWe yang tersebar di 5 lokasi dan potensi air sebesar 160 MW. Disamping itu ditemukan cekungan minyak bumi yang perlu disurvei lebih lanjut besar potensinya.

Sulawesi Tengah

Provinsi Sulawesi Tengah memiliki potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik, yaitu air (PLTA, Minihidro, dan mikro hidro), batubara, gas alam dan panas bumi. Potensi barubara sekitar 1,98 juta ton. Potensi air sebesar 759 MW untuk PLTA dengan skala cukup besar antara lain terdapat di Kabupaten Donggala, Palu besarnya 74,8 MW, dan di Kabupaten Poso mempunyai total potensinya sebesar 684 MW. Sedangkan potensi air skala kecil (minihidro) dengan kapasitas antara 0,5 – 3 MW banyak tersebar di berbagai kabupaten, secara total kapasitasnya mencapai sekitar 26,45 MW. Potensi panas bumi yang ada mencapai sebesar 378 MWe yang terdapat di 15 lokasi dengan potensi panas bumi terduga diperkirakan sebesar 103 MWe tersebar di 4 lokasi. Sedangkan potensi gas alam yang dimiliki diperkirakan sebesar 7,76 TSCF.

Sulawesi Tenggara

Provinsi Sulawesi Tenggara memiliki beranekaragam potensi sumber energi primer yang dapat digunakan sebagai sumber energi pembangkit tenaga listrik, yaitu air (PLTA Mikrohidro) dan panas bumi.

Potensi sumber daya air (PLTA) yang tersebar di beberapa Kabupaten, dengan daya terpasang yang dapat dikembangkan sekitar 270 MW. Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro (PLTMH) besarnya 30,33 MW, tersebar

di 15 lokasi yang terletak di berbagai Kabupaten. Potensi panas bumi cukup besar, dengan total kapasitas diperkirakan sebesar 276 MWe dengan potensi terduga sebesar 51 MWe yang tersebar di 12 Kabupaten.

Gorontalo

Provinsi Gorontalo memiliki potensi sumber energi air sebesar 90 MW di Sungai Bone 1,2 dan 3 dan Randagan, mikrohidro di 14 lokasi sebesar 514 kW, energi angin sebesar 15 – 20 knot, panas bumi di 2 lokasi sebesar 185 MWe dengan total kapasitas panas bumi terduga sebesar 110 MWe.

Maluku dan Maluku Utara

Provinsi Maluku memiliki potensi energi air yang tersebar di 27 lokasi di P. Seram dengan diperkirakan dapat membangkitkan daya sebesar 217 MW selain itu ada potensi panas bumi sebesar 734 MWe yaitu 329 MWe di Provinsi Maluku Utara dan 405 MWe di Provinsi Maluku, potensi batubara sebesar 2,13 juta ton di Provinsi Maluku Utara dan minyak bumi sebesar 97,75 MMSTB di Provinsi Maluku Utara dan potensi gas alam sebesar 6,31 TSCF di Provinsi Maluku.

Papua dan Papua Barat

Provinsi Papua dan Provinsi Papua Barat memiliki potensi sumber energi yang cukup besar, dengan batubara sekitar 153,42 juta ton (Papua sebesar 2,16 juta ton dan Papua Barat sebesar 151,26 juta ton), minyak bumi sebesar 121,15 MMSTB di Provinsi Papua Barat, gas bumi sebesar 24,14 TSCF di Provinsi Papua Barat, panas bumi sebesar 50 MWe di Provinsi Papua dan sumber potensi air sebesar 24.974 MW di Propinsi Papua.

Bali

Provinsi Bali memiliki potensi energi yang dapat dikembangkan untuk pembangkit tenaga listrik terdiri dari tenaga air sebesar kurang lebih 20 MW, panas bumi sebesar 296 MWe yang tersebar di 5 lokasi, biomass dan tenaga surya. Tenaga air yang berpotensi untuk dikembangkan adalah PLTA Ayung sebesar 20 MW. Sedangkan potensi PLTP Bedugul yang dapat dikembangkan diperkirakan mencapai 200 MWe.

Jawa Timur

Provinsi Jawa Timur memiliki potensi sumber energi yang terdiri dari gas alam, minyak bumi, batubara, tenaga air dan panas bumi. Adapun potensi gas bumi yang dapat dikembangkan adalah sebesar 6,39 TSCF, minyak bumi 954,26 MMSTB, batubara 0,08 juta ton dan tenaga air 10 MW serta panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.204 MWe yang tersebar di 11 lokasi dengan potensi terduga mencapai 774 MWe.

Jawa Tengah

Provinsi Jawa Tengah memiliki potensi tenaga air yang dapat dikembangkan adalah diperkirakan mencapai 24 MW dan panas bumi yang diperkirakan mencapai 1.626 MWe yang tersebar di 14 lokasi serta batubara sebesar 0,82 juta ton.

Jawa Barat

Provinsi Jawa Barat memiliki bermacam sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik yang terdiri dari tenaga air yang sebagian besar sudah dikembangkan, panas bumi, minyak bumi sebesar 696,79 MMSTB, dan gas alam sebesar 6,18 TSCF. Potensi panas bumi yang dapat dikembangkan diperkirakan sebesar 5.966 MWe yang tersebar di 40 lokasi. Potensi tenaga air yang dapat dikembangkan di Provinsi Jawa Barat adalah 66,18 BM3.

Banten

Provinsi Banten memiliki potensi panas bumi yang dapat dikembangkan untuk tenaga listrik yang diperkirakan mencapai 750 MWe yang tersebar di 5 lokasi, sedangkan potensi batubara diperkirakan mencapai 13,31 juta ton.

Potensi sumber energi untuk pembangkit tenaga listrik tersebut yang terdapat di berbagai tempat di seluruh provinsi dapat dilihat pada Tabel 5.

Table 5 Data Potensi Sumber Energi

| No. | Wilayah | ENERGI | | | | | |
|----------------------|--------------------|------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------|------------------------------|
| | | Batubara ¹⁾ | Gas Alam ²⁾ | Minyak Bumi ²⁾ | Panas Bumi ¹⁾ | | Air ³⁾ |
| | | (Juta Ton) | (TSCF) | (MMSTB) | (lokasi) | (MWe) | (MW) |
| Sumatera | | | | | | | |
| 1. | NAD | 450,15 | 3,71 | 141,28 | 17 | 1.232 | 2.626 |
| 2. | Sumatera Utara | 53,94 | 1,32 | 128,68 | 16 | 3.345 | 12 |
| 3. | Sumatera Barat | 732,16 | - | - | 16 | 1.656 | - |
| 4. | Riau dan Kep. Riau | 1.767,54 | 7,96 | 4.155,67 | 1 | 25 | 949 |
| 5. | Kep. Natuna | - | 53,06 | 326,15 | - | - | - |
| 6. | Batam | - | - | - | - | - | - |
| 7. | Bangka Belitung | - | - | - | 3 | 75 | - |
| 8. | Jambi | 2.069,07 | - | - | 8 | 1.047 | 370 |
| 9. | Bengkulu | 198,65 | - | - | 4 | 1.273 | 1.000 |
| 10. | Sumatera Selatan | 47.085,08 | 26,68 | 917,36 | 6 | 1.911 | 9 |
| 11. | Lampung | 52.463,54 | - | - | 13 | 2.855 | 524 |
| Jawa-Bali | | | | | | | |
| 1. | Banten | 13,31 | - | - | 5 | 750 | - |
| 2. | DKI Jakarta | - | - | - | - | - | - |
| 3. | Jawa Barat | - | 6,18 | 696,79 | 40 | 5.966 | 66,18 BM ³ |
| 4. | Jawa Tengah | 0,82 | - | - | 14 | 1.626 | 24 |
| 5. | D.I. Yogyakarta | - | - | - | 1 | 10 | - |
| 6. | Jawa Timur | 0,08 | 6,39 | 954,26 | 11 | 1.204 | 10 |
| 7. | Bali | - | - | - | 5 | 296 | 20 |
| Nusa Tenggara | | | | | | | |
| 1. | NTB | - | - | - | 3 | 114 | 149 |
| 2. | NTT | - | - | - | 19 | 1.266 | 143 |
| Kalimantan | | | | | | | |
| 1. | Kalimantan Timur | 40.195,57 | 21,49 | 768,86 | - | - | 5.916 |
| 2. | Kalimantan Barat | 527,52 | - | - | 3 | 45 | 199 |
| 3. | Kalimantan Selatan | 12.095,83 | - | - | - | - | 131 |
| 4. | Kalimantan Tengah | 1.586,34 | - | - | - | - | 1.300,7 |
| Sulawesi | | | | | | | |
| 1. | Sulawesi Utara | - | - | - | 5 | 793 | 160 |
| 2. | Gorontalo | - | - | - | 2 | 185 | 90 |
| 3. | Sulawesi Tengah | 1,98 | 7,76 | - | 15 | 378 | 759 |
| 4. | Sulawesi Tenggara | - | - | - | 12 | 276 | 270 |
| 5. | Sulawesi Selatan | 231,12 | - | 95,36 | 17 | 398 | 3.200 |
| Maluku | | | | | | | |
| 1. | Maluku | - | 6,31 | - | 9 | 405 | 217 |
| 2. | Maluku Utara | 2,13 | - | 97,75 | 9 | 329 | - |
| Papua | | | | | | | |
| 1. | Papua | 2,16 | - | - | 2 | 50 | 24.974 |
| 2. | Papua Barat | 151,26 | 24,14 | 121,15 | - | - | - |
| Total Jumlah | | 93.059,81 | 164,99 | 8.403,31 | 256 | 27.510 | 42.853,3^{*)} |

Keterangan:

¹⁾ Sumber: Statistik & Direktori Badan Geologi Tahun 2007²⁾ Sumber: Ditjen Migas 2007³⁾ Sumber: diolah dari beberapa sumber

*) tidak termasuk potensi air di Jawa Barat

TSCF: Trillion Standard Cubic Feet

MMSTB: Million Stock Tank Barrels

MW: Mega Watt

BM: Billion Meter Cubic

BAB VI

KEBUTUHAN DANA INVESTASI

Untuk melaksanakan pembangunan tambahan sarana penyediaan tenaga listrik di seluruh Indonesia yang meliputi pembangkitan, transmisi, distribusi dan listrik pedesaan sebagaimana yang telah direncanakan dalam tahun 2008–2027 diperlukan dana investasi pembangkit sebesar USD 172.271 juta, (asumsi investasi 1 MW adalah USD 1.000.000) dan dalam tahun 2008–2018 kebutuhan investasi transmisi dan gardu induk sebesar USD 24.292 juta, serta investasi distribusi sebesar USD 12.144 juta.

Total kebutuhan investasi tersebut dapat dipenuhi dari dana Pemerintah maupun PT PLN (Persero) berupa pinjaman bilateral maupun pinjaman multilateral. Selain itu partisipasi sektor swasta, baik swasta nasional maupun swasta asing sangat diperlukan.

Untuk sistem kelistrikan Jawa-Madura-Bali (JAMALI), kebutuhan dana investasi di sisi pembangkit sampai dengan tahun 2027 adalah sebesar USD 140.750 juta. Untuk sistem penyaluran transmisi dan gardu induk dari tahun 2008 sampai dengan 2018 diperkirakan pendanaan yang diperlukan adalah sebesar USD 22.254 juta. Untuk rencana pengembangan distribusi, gardu distribusi diperkirakan dari tahun 2008 sampai dengan 2018 memerlukan pendanaan sekitar USD 8.553 juta, diperlukan untuk perluasan jaringan tegangan menengah dan tegangan rendah, menambah kapasitas trafo distribusi dan sambungan pelanggan baru. Secara rinci kebutuhan investasi untuk sistem kelistrikan JAMALI adalah sebagaimana tercantum pada Tabel 6.

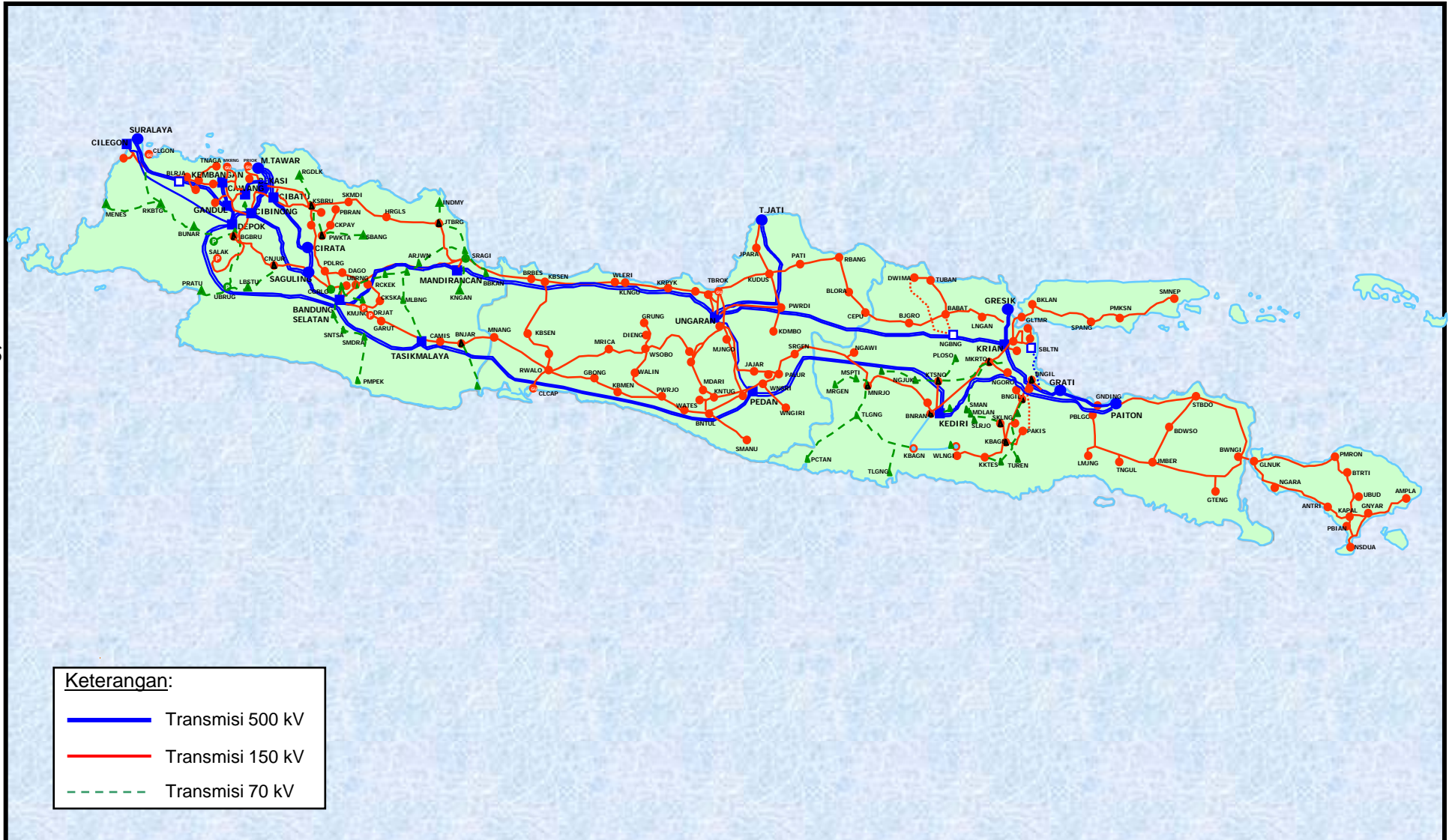
Untuk sistem kelistrikan Luar Jawa-Madura-Bali, kebutuhan dana investasi di sisi pembangkit sampai dengan tahun 2027 adalah sekitar USD 31.521 juta. Untuk sistem penyaluran transmisi Luar Jawa-Madura-Bali dari tahun 2008 sampai dengan 2018 diperkirakan pendanaan yang diperlukan adalah sekitar USD 2.037 juta. Untuk rencana pengembangan distribusi, diperkirakan dari tahun 2008 sampai dengan 2018 memerlukan pendanaan sekitar USD 3.591 juta, diperlukan untuk perluasan jaringan tegangan menengah dan tegangan rendah, menambah kapasitas trafo distribusi dan sambungan pelanggan baru. Secara rinci kebutuhan dana investasi untuk sistem kelistrikan adalah sebagaimana tercantum pada Tabel 6.

Table 6 Kebutuhan Dana Investasi Sarana Penyediaan Tenaga Listrik
Tahun 2008 s.d. 2027 (dalam USD juta)

| Sarana | JAMALI | Luar JAMALI | Total |
|---------------------------------------|---------|-------------|---------|
| Pembangkit | 140.750 | 31.521 | 172.271 |
| Jaringan Transmisi, Gardu Induk *) | 22.254 | 2.037 | 24.292 |
| Jaringan Distribusi *) | 8.553 | 3.591 | 12.144 |

Catatan: *) Transmisi dan Distribusi hanya sampai tahun 2015

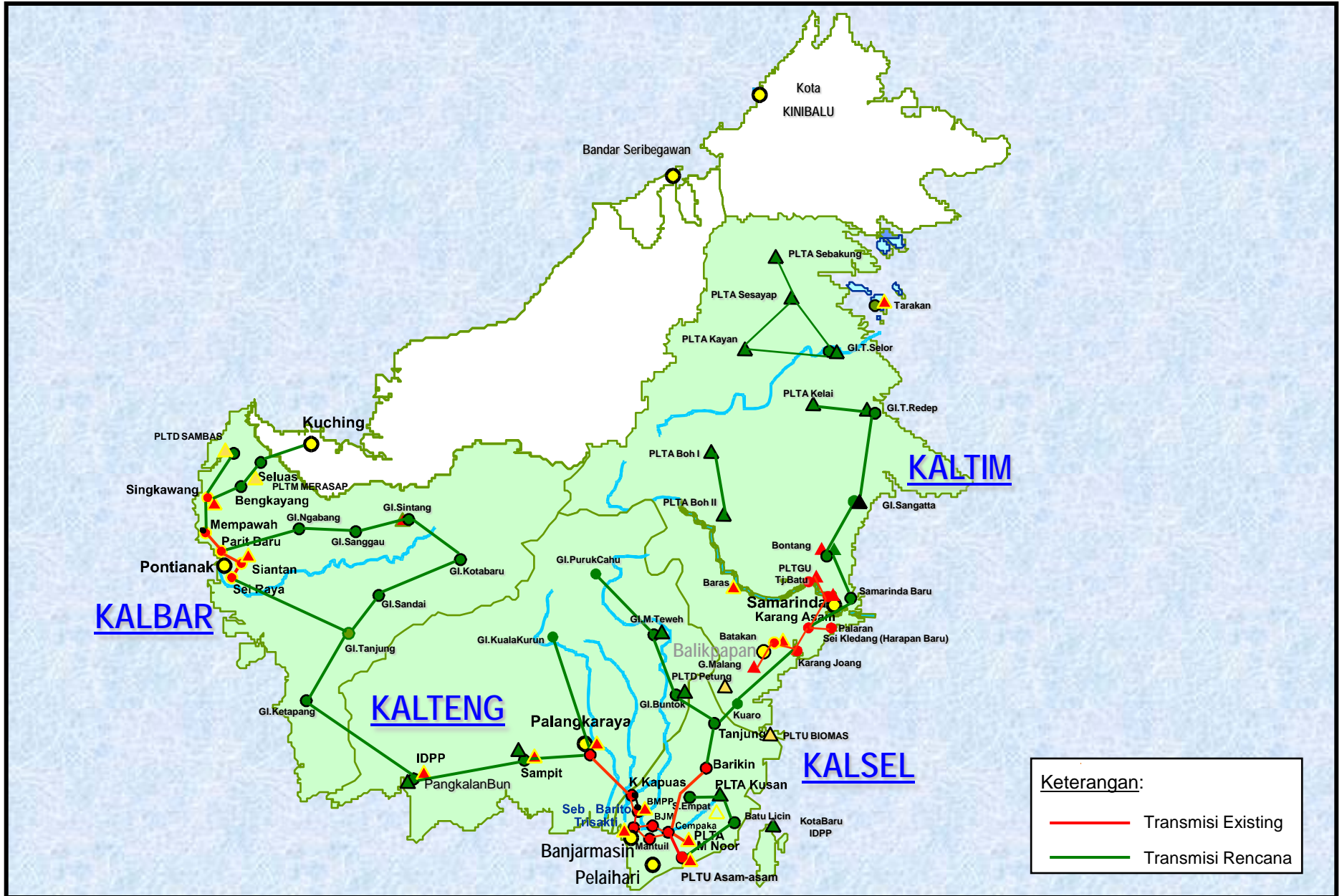
JARINGAN TRANSMISI JAWA BALI



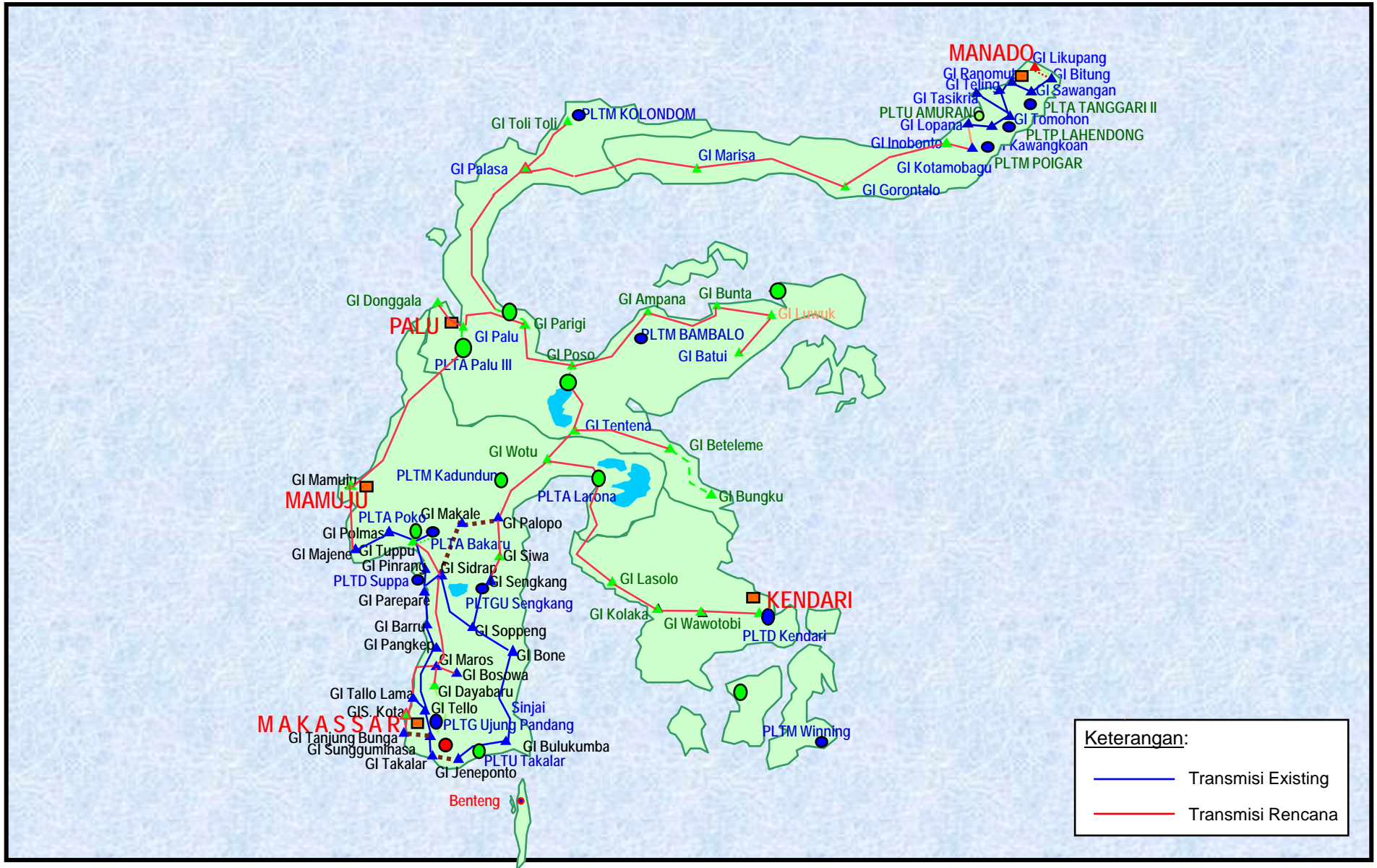
JARINGAN TRANSMISI SUMATERA



JARINGAN TRANSMISI KALIMANTAN



JARINGAN TRANSMISI SULAWESI



PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH JAWA-MADURA-BALI

LAMPIRAN II - A

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah tangga | GWh | 42.478 | 47.794 | 53.778 | 60.565 | 68.257 | 76.964 | 86.814 | 97.953 | 110.445 | 124.467 |
| Publik | GWh | 6.468 | 7.184 | 7.980 | 8.900 | 9.926 | 11.070 | 12.345 | 13.768 | 15.292 | 16.985 |
| Komersial | GWh | 19.299 | 21.831 | 24.615 | 27.689 | 31.081 | 34.824 | 38.951 | 43.501 | 48.489 | 53.955 |
| Industri | GWh | 43.986 | 45.674 | 47.484 | 49.337 | 51.208 | 53.101 | 55.018 | 56.961 | 58.876 | 60.824 |
| Total Kebutuhan | GWh | 112.232 | 122.483 | 133.856 | 146.491 | 160.471 | 175.958 | 193.129 | 212.183 | 233.102 | 256.231 |
| Pertumbuhan | % | 9,9 | 9,1 | 9,3 | 9,4 | 9,5 | 9,7 | 9,8 | 9,9 | 9,9 | 9,9 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 | 9,0 | 8,9 | 8,8 | 8,7 | 8,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Total Susut & Losses | % | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 |
| Faktor Beban | % | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Produksi | GWh | 127.383 | 138.896 | 151.659 | 165.828 | 181.493 | 198.833 | 218.043 | 239.343 | 262.706 | 288.516 |
| Beban Puncak | MW | 19.389 | 21.141 | 23.084 | 25.240 | 27.624 | 30.264 | 33.188 | 36.430 | 39.986 | 43.914 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 19.980 | 19.580 | 19.257 | 18.662 | 17.639 | 15.421 | 14.057 | 13.151 | 12.441 | 11.118 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 25.205 | 27.483 | 30.009 | 32.812 | 35.912 | 39.343 | 43.144 | 47.358 | 51.981 | 57.088 |
| RESERVE MARGIN | % | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 5.225 | 7.903 | 10.752 | 14.151 | 18.273 | 23.922 | 29.086 | 34.207 | 39.540 | 45.971 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 2.447 | 2.678 | 2.848 | 3.399 | 4.122 | 5.650 | 5.164 | 5.121 | 5.333 | 6.430 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH JAWA-MADURA-BALI

LAMPIRAN II - A

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah tangga | GWh | 140.213 | 157.904 | 177.784 | 200.131 | 225.254 | 253.504 | 285.270 | 320.995 | 361.172 | 406.359 |
| Publik | GWh | 18.866 | 20.954 | 23.274 | 25.850 | 28.712 | 31.890 | 35.420 | 39.340 | 43.694 | 48.530 |
| Komersial | GWh | 59.944 | 66.507 | 73.698 | 81.576 | 90.207 | 99.663 | 110.022 | 121.371 | 133.803 | 147.422 |
| Industri | GWh | 62.796 | 64.796 | 66.824 | 68.881 | 70.967 | 73.085 | 75.235 | 77.417 | 79.634 | 81.885 |
| Total Kebutuhan | GWh | 281.820 | 310.161 | 341.579 | 376.437 | 415.140 | 458.141 | 505.947 | 559.123 | 618.303 | 684.197 |
| Pertumbuhan | % | 10,0 | 10,1 | 10,1 | 10,2 | 10,3 | 10,4 | 10,4 | 10,5 | 10,6 | 10,7 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 8,5 | 8,4 | 8,3 | 8,2 | 8,1 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | % | 75 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| Produksi | GWh | 317.047 | 348.621 | 383.594 | 422.363 | 465.372 | 513.118 | 566.660 | 626.217 | 692.499 | 766.300 |
| Beban Puncak | MW | 48.257 | 52.364 | 57.617 | 63.441 | 69.901 | 77.073 | 85.115 | 94.061 | 104.016 | 115.102 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 10.468 | 10.003 | 9.887 | 9.771 | 9.403 | 8.963 | 8.160 | 7.908 | 7.306 | 6.103 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 62.734 | 68.074 | 74.903 | 82.473 | 90.871 | 100.194 | 110.649 | 122.279 | 135.221 | 149.632 |
| RESERVE MARGIN | % | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 52.266 | 58.070 | 65.016 | 72.702 | 81.468 | 91.231 | 102.490 | 114.370 | 127.915 | 143.529 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 6.296 | 5.804 | 6.945 | 7.687 | 8.766 | 9.764 | 11.258 | 11.881 | 13.545 | 15.613 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SUMATERA

LAMPIRAN II - B

| URAIAN | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Aceh | GWH | 1.098 | 1.230 | 1.378 | 1.546 | 1.733 | 1.942 | 2.176 | 2.435 | 2.717 | 3.030 |
| Sumatera Utara | GWH | 6.090 | 6.532 | 7.008 | 7.543 | 8.124 | 8.756 | 9.441 | 10.183 | 11.020 | 11.939 |
| Riau | GWH | 2.055 | 2.227 | 2.412 | 2.614 | 2.831 | 3.062 | 3.306 | 3.564 | 3.841 | 4.135 |
| Sumbar | GWH | 2.014 | 2.168 | 2.332 | 2.510 | 2.698 | 2.897 | 3.108 | 3.329 | 3.558 | 3.796 |
| S2JB | GWH | 2.906 | 3.099 | 3.305 | 3.535 | 3.783 | 4.053 | 4.347 | 4.670 | 5.036 | 5.443 |
| Lampung | GWH | 1.705 | 1.814 | 1.935 | 2.083 | 2.249 | 2.437 | 2.649 | 2.888 | 3.175 | 3.501 |
| Total Kebutuhan | GWH | 15.869 | 17.071 | 18.371 | 19.830 | 21.419 | 23.147 | 25.026 | 27.070 | 29.347 | 31.844 |
| Pertumbuhan | % | 7,0 | 7,6 | 7,6 | 7,9 | 8,0 | 8,1 | 8,1 | 8,2 | 8,4 | 8,5 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 |
| Faktor Beban | % | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | GWH | 18.011 | 19.359 | 20.814 | 22.448 | 24.225 | 26.156 | 28.255 | 30.536 | 33.074 | 35.857 |
| Beban Puncak | MW | 3.316 | 3.564 | 3.832 | 4.133 | 4.460 | 4.816 | 5.202 | 5.622 | 6.090 | 6.602 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 2.842 | 2.785 | 2.729 | 2.675 | 2.621 | 2.569 | 2.518 | 2.467 | 2.418 | 2.370 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 4.643 | 4.990 | 5.365 | 5.786 | 6.244 | 6.742 | 7.283 | 7.871 | 8.525 | 9.243 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 1.801 | 2.205 | 2.636 | 3.111 | 3.623 | 4.173 | 4.766 | 5.404 | 6.108 | 6.873 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 341 | 404 | 431 | 476 | 512 | 550 | 592 | 638 | 704 | 766 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SUMATERA

LAMPIRAN II - B

| URAIAN | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Aceh | GWH | 3.378 | 3.763 | 4.189 | 4.661 | 5.184 | 5.762 | 6.401 | 7.107 | 7.887 | 8.747 |
| Sumatera Utara | GWH | 12.945 | 14.044 | 15.244 | 16.552 | 17.976 | 19.525 | 21.208 | 23.035 | 25.017 | 27.166 |
| Riau | GWH | 4.445 | 4.772 | 5.116 | 5.479 | 5.861 | 6.264 | 6.686 | 7.132 | 7.600 | 8.093 |
| Sumbar | GWH | 4.044 | 4.303 | 4.573 | 4.855 | 5.150 | 5.458 | 5.779 | 6.116 | 6.467 | 6.834 |
| S2JB | GWH | 5.899 | 6.412 | 6.992 | 7.651 | 8.403 | 9.267 | 10.261 | 11.409 | 12.742 | 14.692 |
| Lampung | GWH | 3.876 | 4.304 | 4.795 | 5.360 | 6.009 | 6.756 | 7.617 | 8.611 | 9.759 | 11.086 |
| Total Kebutuhan | GWH | 34.585 | 37.597 | 40.909 | 44.558 | 48.583 | 53.030 | 57.952 | 63.410 | 69.471 | 76.619 |
| Pertumbuhan | % | 8,6 | 8,7 | 8,8 | 8,9 | 9,0 | 9,2 | 9,3 | 9,4 | 9,6 | 10,3 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,5 | 10,4 | 10,3 | 10,2 | 10,1 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | % | 62 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| Produksi | GWH | 38.908 | 42.259 | 45.941 | 49.994 | 54.462 | 59.394 | 64.907 | 71.019 | 77.808 | 85.813 |
| Beban Puncak | MW | 7.164 | 7.657 | 8.325 | 9.059 | 9.868 | 10.762 | 11.761 | 12.869 | 14.099 | 15.549 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 2.322 | 2.276 | 2.230 | 2.186 | 2.142 | 2.099 | 2.057 | 2.016 | 1.976 | 1.936 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 10.029 | 10.720 | 11.654 | 12.682 | 13.816 | 15.067 | 16.465 | 18.016 | 19.738 | 21.769 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 7.707 | 8.444 | 9.424 | 10.497 | 11.674 | 12.968 | 14.408 | 16.000 | 17.763 | 19.833 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 834 | 737 | 980 | 1.073 | 1.177 | 1.294 | 1.440 | 1.592 | 1.763 | 2.070 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH BANGKA BELITUNG

LAMPIRAN II C

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 231 | 248 | 266 | 280 | 294 | 310 | 326 | 344 | 364 | 386 |
| Komersial | GWH | 31 | 32 | 34 | 35 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 |
| Publik | GWH | 21 | 24 | 27 | 31 | 35 | 41 | 46 | 53 | 55 | 56 |
| Industri | GWH | 28 | 30 | 31 | 33 | 35 | 37 | 39 | 41 | 43 | 46 |
| Total Kebutuhan | GWH | 311 | 333 | 358 | 378 | 400 | 424 | 449 | 476 | 501 | 528 |
| Pertumbuhan | % | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 5,7 | 5,8 | 5,9 | 5,9 | 6,0 | 5,3 | 5,4 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | % | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | GWH | 348 | 373 | 400 | 422 | 447 | 472 | 500 | 529 | 557 | 586 |
| Beban Puncak | MW | 64 | 69 | 74 | 78 | 82 | 87 | 92 | 97 | 103 | 108 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 43 | 42 | 40 | 39 | 38 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 90 | 96 | 103 | 109 | 115 | 122 | 129 | 136 | 144 | 151 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 40 | 48 | 56 | 63 | 71 | 79 | 87 | 96 | 104 | 113 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 26 | 8 | 8 | 7 | 8 | 8 | 8 | 9 | 8 | 9 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH BANGKA BELITUNG

LAMPIRAN II C

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 409 | 434 | 460 | 487 | 517 | 548 | 581 | 615 | 652 | 688 |
| Komersial | GWH | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 45 | 46 | 47 | 50 |
| Publik | GWH | 58 | 60 | 61 | 63 | 64 | 65 | 66 | 68 | 69 | 73 |
| Industri | GWH | 49 | 52 | 55 | 58 | 62 | 65 | 69 | 73 | 78 | 82 |
| Total Kebutuhan | GWH | 556 | 586 | 618 | 651 | 686 | 723 | 762 | 803 | 846 | 892 |
| Pertumbuhan | % | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,3 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Faktor Beban | % | 62 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| Produksi | GWH | 617 | 651 | 686 | 723 | 761 | 802 | 845 | 891 | 940 | 990 |
| Beban Puncak | MW | 114 | 118 | 124 | 131 | 138 | 145 | 153 | 161 | 170 | 179 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 37 | 36 | 35 | 34 | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 159 | 165 | 174 | 183 | 193 | 203 | 214 | 226 | 238 | 251 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 122 | 129 | 139 | 150 | 160 | 172 | 184 | 196 | 209 | 223 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 9 | 7 | 10 | 10 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 14 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH BATAM

LAMPIRAN II - D

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 332 | 364 | 397 | 431 | 467 | 503 | 540 | 578 | 618 | 658 |
| Komersial | GWH | 483 | 543 | 607 | 681 | 759 | 842 | 930 | 1.023 | 1.130 | 1.244 |
| Publik | GWH | 57 | 64 | 71 | 79 | 88 | 97 | 107 | 117 | 129 | 141 |
| Industri | GWH | 335 | 376 | 419 | 469 | 522 | 578 | 638 | 701 | 774 | 852 |
| Total kebutuhan | GWH | 1.207 | 1.347 | 1.494 | 1.661 | 1.836 | 2.020 | 2.214 | 2.419 | 2.650 | 2.895 |
| Pertumbuhan | % | 12,5 | 11,6 | 10,9 | 11,1 | 10,5 | 10,0 | 9,6 | 9,2 | 9,6 | 9,2 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | % | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 |
| Produksi | GWH | 1.351 | 1.507 | 1.671 | 1.855 | 2.049 | 2.253 | 2.467 | 2.692 | 2.947 | 3.217 |
| Beban Puncak | MW | 211 | 236 | 261 | 290 | 320 | 352 | 386 | 421 | 461 | 503 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 174 | 171 | 168 | 164 | 161 | 158 | 155 | 151 | 148 | 145 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 296 | 330 | 366 | 406 | 449 | 493 | 540 | 589 | 645 | 704 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 121 | 159 | 198 | 242 | 288 | 335 | 386 | 438 | 497 | 559 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 36 | 38 | 39 | 44 | 46 | 48 | 50 | 52 | 59 | 62 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH BATAM

LAMPIRAN II - D

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 700 | 743 | 786 | 831 | 876 | 923 | 971 | 1.020 | 1.069 | 1.149 |
| Komersial | GWH | 1.365 | 1.495 | 1.632 | 1.779 | 1.935 | 2.101 | 2.278 | 2.466 | 2.667 | 2.864 |
| Publik | GWH | 155 | 169 | 184 | 200 | 218 | 236 | 255 | 276 | 298 | 321 |
| Industri | GWH | 934 | 1.023 | 1.117 | 1.217 | 1.324 | 1.437 | 1.559 | 1.688 | 1.825 | 1.960 |
| Total kebutuhan | GWH | 3.154 | 3.429 | 3.719 | 4.026 | 4.352 | 4.697 | 5.063 | 5.450 | 5.860 | 6.294 |
| Pertumbuhan | % | 8,9 | 8,7 | 8,5 | 8,3 | 8,1 | 7,9 | 7,8 | 7,7 | 7,5 | 7,4 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Faktor Beban | % | 73,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74 |
| Produksi | GWH | 3.501 | 3.806 | 4.128 | 4.469 | 4.831 | 5.214 | 5.620 | 6.049 | 6.505 | 6.986 |
| Beban Puncak | MW | 548 | 587 | 637 | 689 | 745 | 804 | 867 | 933 | 1.003 | 1.078 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 143 | 140 | 137 | 134 | 131 | 129 | 126 | 124 | 121 | 119 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 767 | 822 | 892 | 965 | 1.043 | 1.126 | 1.214 | 1.306 | 1.405 | 1.509 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 624 | 682 | 755 | 831 | 912 | 997 | 1.087 | 1.183 | 1.284 | 1.390 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 65 | 58 | 72 | 76 | 81 | 85 | 90 | 95 | 101 | 106 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN BARAT

LAMPIRAN II - E

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 688 | 747 | 808 | 874 | 943 | 1.017 | 1.094 | 1.176 | 1.264 | 1.356 |
| Komersial | GWH | 210 | 229 | 249 | 270 | 293 | 317 | 342 | 369 | 398 | 429 |
| Publik | GWH | 114 | 125 | 137 | 151 | 166 | 183 | 201 | 221 | 245 | 271 |
| Industri | GWH | 100 | 106 | 112 | 118 | 125 | 131 | 137 | 143 | 149 | 156 |
| Total Kebutuhan | GWH | 1.112 | 1.207 | 1.306 | 1.414 | 1.527 | 1.648 | 1.775 | 1.910 | 2.056 | 2.211 |
| Pertumbuhan | % | 8,8 | 8,5 | 8,2 | 8,2 | 8,0 | 7,9 | 7,7 | 7,6 | 7,7 | 7,6 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Total Susut & Losses | % | 17,5 | 17,4 | 17,3 | 17,2 | 17,1 | 17,0 | 16,9 | 16,8 | 16,7 | 16,6 |
| Faktor Beban | % | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Produksi | GWH | 1.307 | 1.417 | 1.532 | 1.657 | 1.788 | 1.928 | 2.075 | 2.230 | 2.399 | 2.578 |
| Beban Puncak | MW | 249 | 270 | 291 | 315 | 340 | 367 | 395 | 424 | 456 | 491 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 113 | 110 | 106 | 103 | 100 | 97 | 94 | 91 | 89 | 86 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 348 | 377 | 408 | 441 | 476 | 513 | 553 | 594 | 639 | 687 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 235 | 268 | 302 | 338 | 376 | 416 | 459 | 503 | 550 | 601 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 18 | 33 | 34 | 36 | 38 | 40 | 42 | 44 | 48 | 50 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN BARAT

LAMPIRAN II - E

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 1.454 | 1.557 | 1.665 | 1.780 | 1.901 | 2.029 | 2.163 | 2.306 | 2.456 | 2.615 |
| Komersial | GWH | 461 | 495 | 531 | 570 | 610 | 653 | 698 | 746 | 796 | 849 |
| Publik | GWH | 299 | 330 | 365 | 402 | 444 | 490 | 540 | 595 | 656 | 722 |
| Industri | GWH | 162 | 170 | 177 | 185 | 193 | 201 | 210 | 219 | 228 | 238 |
| Total Kebutuhan | GWH | 2.376 | 2.552 | 2.738 | 2.937 | 3.147 | 3.372 | 3.611 | 3.865 | 4.136 | 4.424 |
| Pertumbuhan | % | 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,2 | 7,1 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,5 | 11,5 | 11,5 | 11,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Total Susut & Losses | % | 16,5 | 16,4 | 16,3 | 16,2 | 16,1 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 |
| Faktor Beban | % | 60 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Produksi | GWH | 2.768 | 2.970 | 3.185 | 3.412 | 3.654 | 3.911 | 4.188 | 4.483 | 4.797 | 5.132 |
| Beban Puncak | MW | 527 | 556 | 596 | 639 | 684 | 732 | 784 | 839 | 898 | 960 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 83 | 81 | 78 | 76 | 74 | 72 | 69 | 67 | 65 | 63 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 737 | 778 | 834 | 894 | 957 | 1.025 | 1.097 | 1.175 | 1.257 | 1.345 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 654 | 697 | 756 | 818 | 884 | 953 | 1.028 | 1.107 | 1.192 | 1.281 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 53 | 43 | 59 | 62 | 66 | 70 | 75 | 79 | 84 | 90 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN TIMUR

LAMPIRAN II - F

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 892 | 968 | 1.046 | 1.130 | 1.218 | 1.312 | 1.410 | 1.513 | 1.626 | 1.746 |
| Komersial | GWh | 452 | 516 | 573 | 627 | 682 | 737 | 794 | 854 | 918 | 985 |
| Publik | GWh | 195 | 205 | 220 | 236 | 252 | 268 | 286 | 304 | 324 | 344 |
| Industri | GWh | 281 | 326 | 364 | 398 | 431 | 463 | 496 | 530 | 566 | 605 |
| Total Kebutuhan | GWh | 1.821 | 2.016 | 2.203 | 2.391 | 2.582 | 2.780 | 2.986 | 3.201 | 3.434 | 3.681 |
| Pertumbuhan | % | 15,5 | 10,7 | 9,3 | 8,5 | 8,0 | 7,7 | 7,4 | 7,2 | 7,3 | 7,2 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | % | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 |
| Produksi | GWh | 2.039 | 2.256 | 2.463 | 2.670 | 2.882 | 3.100 | 3.326 | 3.563 | 3.818 | 4.089 |
| Beban Puncak | MW | 370 | 409 | 446 | 484 | 522 | 562 | 603 | 646 | 692 | 741 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 179 | 174 | 169 | 164 | 159 | 154 | 149 | 145 | 141 | 136 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 517 | 572 | 625 | 677 | 731 | 786 | 844 | 904 | 969 | 1.037 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 338 | 398 | 456 | 514 | 572 | 632 | 694 | 759 | 828 | 901 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 101 | 60 | 58 | 58 | 59 | 60 | 62 | 64 | 69 | 73 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN TIMUR

LAMPIRAN II - F

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 1.874 | 2.008 | 2.150 | 2.299 | 2.457 | 2.624 | 2.801 | 2.987 | 3.184 | 3.393 |
| Komersial | GWh | 1.056 | 1.131 | 1.210 | 1.293 | 1.381 | 1.474 | 1.572 | 1.676 | 1.785 | 1.901 |
| Publik | GWh | 366 | 388 | 411 | 436 | 462 | 489 | 517 | 547 | 578 | 611 |
| Industri | GWh | 647 | 691 | 739 | 790 | 844 | 901 | 962 | 1.028 | 1.097 | 1.170 |
| Total Kebutuhan | GWh | 3.942 | 4.218 | 4.510 | 4.818 | 5.144 | 5.489 | 5.853 | 6.238 | 6.644 | 7.075 |
| Pertumbuhan | % | 7,1 | 7,0 | 6,9 | 6,8 | 6,8 | 6,7 | 6,6 | 6,6 | 6,5 | 6,5 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,0 | 8,9 | 8,8 | 8,7 | 8,6 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| Faktor Beban | % | 63,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 |
| Produksi | GWh | 4.375 | 4.678 | 4.997 | 5.334 | 5.689 | 6.065 | 6.467 | 6.892 | 7.342 | 7.818 |
| Beban Puncak | MW | 793 | 834 | 891 | 951 | 1.015 | 1.082 | 1.154 | 1.229 | 1.310 | 1.394 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 132 | 128 | 125 | 121 | 117 | 114 | 110 | 107 | 104 | 101 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 1.110 | 1.168 | 1.248 | 1.332 | 1.421 | 1.514 | 1.615 | 1.721 | 1.833 | 1.952 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 978 | 1.040 | 1.123 | 1.211 | 1.304 | 1.401 | 1.505 | 1.614 | 1.730 | 1.852 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 77 | 62 | 84 | 88 | 92 | 97 | 104 | 110 | 115 | 122 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN SELATAN DAN KALIMANTAN TENGAH

LAMPIRAN II - G

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 958 | 1.006 | 1.059 | 1.116 | 1.179 | 1.248 | 1.324 | 1.406 | 1.496 | 1.595 |
| Komersial | GWH | 328 | 375 | 429 | 496 | 574 | 664 | 770 | 892 | 1.046 | 1.226 |
| Publik | GWH | 144 | 153 | 162 | 173 | 185 | 198 | 211 | 225 | 241 | 258 |
| Industri | GWH | 284 | 291 | 298 | 305 | 314 | 323 | 332 | 341 | 352 | 363 |
| Total Kebutuhan | GWH | 1.714 | 1.824 | 1.947 | 2.091 | 2.252 | 2.432 | 2.636 | 2.864 | 3.135 | 3.442 |
| Pertumbuhan | % | 6,1 | 6,4 | 6,7 | 7,4 | 7,7 | 8,0 | 8,4 | 8,7 | 9,4 | 9,8 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Total Susut & Losses | % | 19,0 | 18,9 | 18,8 | 18,7 | 18,6 | 18,5 | 18,4 | 18,3 | 18,2 | 18,1 |
| Faktor Beban | % | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Produksi | GWH | 2.040 | 2.169 | 2.313 | 2.482 | 2.671 | 2.883 | 3.121 | 3.389 | 3.705 | 4.065 |
| Beban Puncak | MW | 382 | 406 | 433 | 464 | 500 | 539 | 584 | 634 | 693 | 761 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 254 | 247 | 239 | 232 | 225 | 218 | 212 | 205 | 199 | 193 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 534 | 568 | 606 | 650 | 700 | 755 | 818 | 888 | 971 | 1.065 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 280 | 322 | 367 | 418 | 475 | 537 | 606 | 682 | 772 | 872 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 38 | 42 | 45 | 51 | 56 | 62 | 69 | 77 | 89 | 100 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH KALIMANTAN SELATAN DAN KALIMANTAN TENGAH

LAMPIRAN II - G

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 1.703 | 1.821 | 1.951 | 2.092 | 2.247 | 2.416 | 2.602 | 2.805 | 3.026 | 3.269 |
| Komersial | GWH | 1.437 | 1.685 | 1.977 | 2.319 | 2.721 | 3.193 | 3.748 | 4.399 | 5.163 | 6.061 |
| Publik | GWH | 277 | 296 | 317 | 340 | 364 | 389 | 416 | 445 | 476 | 510 |
| Industri | GWH | 375 | 387 | 399 | 412 | 426 | 440 | 454 | 469 | 485 | 501 |
| Total Kebutuhan | GWH | 3.791 | 4.189 | 4.644 | 5.163 | 5.757 | 6.439 | 7.220 | 8.118 | 9.151 | 10.341 |
| Pertumbuhan | % | 10,2 | 10,5 | 10,8 | 11,2 | 11,5 | 11,8 | 12,1 | 12,4 | 12,7 | 13,0 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Total Susut & Losses | % | 18,0 | 17,9 | 17,8 | 17,7 | 17,6 | 17,5 | 17,4 | 17,3 | 17,2 | 17,1 |
| Faktor Beban | % | 61 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | GWH | 4.474 | 4.939 | 5.470 | 6.077 | 6.771 | 7.565 | 8.476 | 9.523 | 10.725 | 12.109 |
| Beban Puncak | MW | 837 | 909 | 1.007 | 1.119 | 1.247 | 1.393 | 1.561 | 1.753 | 1.975 | 2.230 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 187 | 182 | 176 | 171 | 166 | 161 | 156 | 151 | 147 | 142 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 1.172 | 1.273 | 1.410 | 1.566 | 1.745 | 1.950 | 2.185 | 2.455 | 2.765 | 3.121 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 985 | 1.091 | 1.234 | 1.395 | 1.579 | 1.789 | 2.029 | 2.303 | 2.618 | 2.979 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 113 | 107 | 142 | 162 | 184 | 210 | 240 | 274 | 315 | 361 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SULAWESI UTARA, SULAWESI TENGAH DAN GORONTALO

LAMPIRAN II - H

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 726 | 761 | 808 | 865 | 933 | 1.012 | 1.101 | 1.201 | 1.312 | 1.436 |
| Komersial | GWH | 216 | 228 | 241 | 253 | 266 | 279 | 291 | 305 | 318 | 332 |
| Publik | GWH | 162 | 178 | 195 | 215 | 236 | 260 | 287 | 316 | 349 | 387 |
| Industri | GWH | 109 | 113 | 117 | 121 | 126 | 130 | 135 | 140 | 145 | 150 |
| Total Kebutuhan | GWH | 1.213 | 1.280 | 1.361 | 1.455 | 1.561 | 1.681 | 1.814 | 1.961 | 2.124 | 2.305 |
| Pertumbuhan | % | 4,8 | 5,6 | 6,3 | 6,9 | 7,3 | 7,7 | 7,9 | 8,1 | 8,3 | 8,5 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Total Susut & Losses | % | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,5 |
| Faktor Beban | % | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| Produksi | GWH | 1.376 | 1.452 | 1.542 | 1.647 | 1.766 | 1.899 | 2.048 | 2.212 | 2.394 | 2.593 |
| Beban Puncak | MW | 291 | 307 | 326 | 348 | 373 | 401 | 433 | 468 | 506 | 548 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 224 | 217 | 211 | 205 | 198 | 192 | 187 | 181 | 176 | 170 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 407 | 430 | 456 | 487 | 523 | 562 | 606 | 655 | 709 | 767 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 183 | 212 | 246 | 283 | 324 | 370 | 419 | 474 | 533 | 597 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 20 | 29 | 33 | 37 | 41 | 45 | 50 | 54 | 59 | 64 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SULAWESI UTARA, SULAWESI TENGAH DAN GORONTALO

LAMPIRAN II - H

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 1.572 | 1.722 | 1.887 | 2.067 | 2.262 | 2.476 | 2.707 | 2.958 | 3.230 | 3.524 |
| Komersial | GWH | 346 | 361 | 375 | 391 | 406 | 422 | 438 | 454 | 471 | 488 |
| Publik | GWH | 429 | 476 | 527 | 584 | 648 | 718 | 795 | 881 | 975 | 1.079 |
| Industri | GWH | 155 | 160 | 165 | 171 | 177 | 182 | 188 | 194 | 200 | 206 |
| Total Kebutuhan | GWH | 2.503 | 2.719 | 2.955 | 3.212 | 3.493 | 3.797 | 4.128 | 4.486 | 4.875 | 5.297 |
| Pertumbuhan | % | 8,6 | 8,6 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,6 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Total Susut & Losses | % | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 |
| Faktor Beban | % | 54,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| Produksi | GWH | 2.815 | 3.059 | 3.324 | 3.614 | 3.929 | 4.272 | 4.644 | 5.047 | 5.485 | 5.959 |
| Beban Puncak | MW | 595 | 635 | 690 | 750 | 815 | 887 | 964 | 1.048 | 1.138 | 1.237 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 165 | 160 | 155 | 151 | 146 | 142 | 138 | 134 | 130 | 126 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 833 | 889 | 966 | 1.050 | 1.142 | 1.241 | 1.349 | 1.467 | 1.594 | 1.731 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 668 | 729 | 811 | 899 | 995 | 1.099 | 1.212 | 1.333 | 1.464 | 1.606 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 71 | 61 | 82 | 89 | 96 | 104 | 112 | 121 | 131 | 142 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SULAWESI SELATAN, SULAWESI TENGGARA, DAN SULAWESI BARAT

LAMPIRAN II - I

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 1.441 | 1.532 | 1.622 | 1.712 | 1.803 | 1.896 | 1.992 | 2.091 | 2.193 | 2.300 |
| Komersial | GWH | 438 | 483 | 533 | 588 | 650 | 718 | 793 | 876 | 969 | 1.071 |
| Publik | GWH | 285 | 309 | 336 | 368 | 403 | 441 | 483 | 529 | 583 | 643 |
| Industri | GWH | 709 | 746 | 791 | 843 | 903 | 967 | 1.037 | 1.112 | 1.195 | 1.285 |
| Total Kebutuhan | GWH | 2.873 | 3.071 | 3.282 | 3.512 | 3.758 | 4.022 | 4.305 | 4.607 | 4.940 | 5.299 |
| Pertumbuhan | % | 6,3 | 6,9 | 6,9 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,2 | 7,3 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 15,0 | 14,9 | 14,8 | 14,7 | 14,6 | 14,0 | 14,4 | 14,3 | 14,2 | 14,1 |
| Faktor Beban | % | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 |
| Produksi | GWH | 3.304 | 3.528 | 3.768 | 4.028 | 4.307 | 4.585 | 4.925 | 5.266 | 5.641 | 6.047 |
| Beban Puncak | MW | 686 | 732 | 782 | 836 | 894 | 952 | 1.022 | 1.093 | 1.171 | 1.255 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 479 | 470 | 460 | 451 | 442 | 433 | 425 | 416 | 408 | 400 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 960 | 1.025 | 1.095 | 1.170 | 1.251 | 1.332 | 1.431 | 1.530 | 1.639 | 1.757 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 481 | 556 | 635 | 719 | 809 | 899 | 1.006 | 1.114 | 1.232 | 1.357 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 190 | 75 | 79 | 85 | 90 | 90 | 107 | 108 | 117 | 126 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH SULAWESI SELATAN, SULAWESI TENGGARA, DAN SULAWESI BARAT

LAMPIRAN II - I

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 2.411 | 2.526 | 2.646 | 2.771 | 2.902 | 3.037 | 3.179 | 3.326 | 3.479 | 3.639 |
| Komersial | GWH | 1.185 | 1.310 | 1.449 | 1.602 | 1.770 | 1.957 | 2.163 | 2.390 | 2.641 | 2.918 |
| Publik | GWH | 709 | 782 | 863 | 952 | 1.051 | 1.159 | 1.279 | 1.412 | 1.558 | 1.720 |
| Industri | GWH | 1.383 | 1.487 | 1.600 | 1.720 | 1.848 | 1.985 | 2.132 | 2.289 | 2.456 | 2.635 |
| Total Kebutuhan | GWH | 5.687 | 6.106 | 6.558 | 7.045 | 7.571 | 8.139 | 8.753 | 9.417 | 10.135 | 10.912 |
| Pertumbuhan | % | 7,3 | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,6 | 7,6 | 7,7 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 14,0 | 13,9 | 13,8 | 13,7 | 13,6 | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 |
| Faktor Beban | % | 55 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| Produksi | GWH | 6.484 | 6.955 | 7.463 | 8.010 | 8.600 | 9.238 | 9.926 | 10.669 | 11.472 | 12.341 |
| Beban Puncak | MW | 1.346 | 1.418 | 1.521 | 1.633 | 1.753 | 1.883 | 2.023 | 2.175 | 2.339 | 2.516 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 392 | 384 | 376 | 369 | 361 | 354 | 347 | 340 | 333 | 326 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 1.884 | 1.985 | 2.130 | 2.286 | 2.454 | 2.636 | 2.833 | 3.045 | 3.274 | 3.522 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 1.492 | 1.601 | 1.754 | 1.917 | 2.093 | 2.282 | 2.486 | 2.705 | 2.941 | 3.196 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 135 | 109 | 153 | 164 | 176 | 189 | 203 | 219 | 236 | 255 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH NUSA TENGGARA BARAT

LAMPIRAN II - J

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 373 | 398 | 426 | 460 | 498 | 541 | 587 | 637 | 694 | 757 |
| Komersial | GWh | 110 | 120 | 131 | 143 | 156 | 170 | 185 | 201 | 220 | 239 |
| Publik | GWh | 64 | 69 | 73 | 78 | 83 | 88 | 93 | 98 | 104 | 110 |
| Industri | GWh | 11 | 12 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 20 | 22 |
| Total Kebutuhan | GWh | 559 | 599 | 643 | 695 | 751 | 814 | 882 | 955 | 1.038 | 1.129 |
| Pertumbuhan | % | 5,4 | 7,2 | 7,4 | 8,0 | 8,2 | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 8,7 | 8,8 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | % | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 |
| Produksi | GWh | 629 | 673 | 722 | 779 | 842 | 911 | 987 | 1.070 | 1.163 | 1.264 |
| Beban Puncak | MW | 135 | 145 | 156 | 168 | 181 | 196 | 213 | 230 | 250 | 272 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 90 | 88 | 85 | 82 | 80 | 77 | 75 | 73 | 71 | 69 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 190 | 203 | 218 | 235 | 254 | 275 | 298 | 323 | 351 | 381 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 99 | 115 | 133 | 153 | 174 | 197 | 223 | 250 | 280 | 313 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 16 | 16 | 17 | 20 | 21 | 23 | 25 | 27 | 30 | 33 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH NUSA TENGGARA BARAT

LAMPIRAN II - J

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 826 | 902 | 985 | 1.076 | 1.174 | 1.282 | 1.398 | 1.526 | 1.664 | 1.814 |
| Komersial | GWh | 261 | 285 | 311 | 339 | 370 | 404 | 442 | 483 | 528 | 577 |
| Publik | GWh | 116 | 122 | 128 | 135 | 141 | 147 | 154 | 160 | 166 | 173 |
| Industri | GWh | 25 | 28 | 31 | 34 | 38 | 42 | 47 | 52 | 58 | 64 |
| Total Kebutuhan | GWh | 1.229 | 1.337 | 1.455 | 1.584 | 1.724 | 1.876 | 2.041 | 2.220 | 2.416 | 2.628 |
| Pertumbuhan | % | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Total Susut & Losses | % | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | % | 53,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| Produksi | GWh | 1.376 | 1.498 | 1.630 | 1.774 | 1.931 | 2.101 | 2.286 | 2.487 | 2.705 | 2.943 |
| Beban Puncak | MW | 296 | 317 | 345 | 375 | 408 | 444 | 483 | 526 | 572 | 622 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 67 | 65 | 63 | 61 | 59 | 57 | 55 | 54 | 52 | 51 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 415 | 443 | 482 | 525 | 571 | 622 | 676 | 736 | 801 | 871 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 348 | 379 | 420 | 464 | 512 | 565 | 621 | 682 | 749 | 820 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 36 | 30 | 41 | 44 | 48 | 52 | 56 | 61 | 66 | 72 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH NUSA TENGGARA TIMUR

LAMPIRAN II - K

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan Total | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 197 | 208 | 222 | 237 | 255 | 273 | 294 | 315 | 338 | 362 |
| Komersial | GWh | 71 | 80 | 89 | 97 | 105 | 113 | 122 | 132 | 142 | 152 |
| Publik | GWh | 57 | 61 | 66 | 70 | 75 | 81 | 86 | 92 | 99 | 106 |
| Industri | GWh | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| Total Kebutuhan | GWh | 334 | 359 | 386 | 415 | 445 | 478 | 513 | 550 | 589 | 631 |
| Pertumbuhan | % | 9,4 | 7,5 | 7,5 | 7,4 | 7,4 | 7,3 | 7,3 | 7,2 | 7,2 | 7,1 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Faktor Beban | % | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 |
| Produksi | GWh | 366 | 393 | 422 | 453 | 486 | 521 | 559 | 599 | 642 | 688 |
| Beban Puncak | MW | 85 | 92 | 98 | 106 | 113 | 121 | 130 | 140 | 150 | 160 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 45 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 37 | 36 | 35 | 34 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 119 | 128 | 138 | 148 | 159 | 170 | 182 | 195 | 210 | 224 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 75 | 85 | 96 | 107 | 119 | 132 | 145 | 159 | 175 | 191 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUN | MW | 16 | 10 | 11 | 11 | 12 | 13 | 14 | 14 | 15 | 16 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH NUSA TENGGARA TIMUR

LAMPIRAN II - K

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan Total | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 387 | 415 | 443 | 474 | 506 | 540 | 576 | 614 | 654 | 696 |
| Komersial | GWh | 164 | 176 | 190 | 204 | 219 | 236 | 253 | 272 | 292 | 314 |
| Publik | GWh | 113 | 121 | 129 | 138 | 147 | 158 | 168 | 180 | 192 | 205 |
| Industri | GWh | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 |
| Total Kebutuhan | GWh | 676 | 724 | 774 | 828 | 885 | 946 | 1.011 | 1.079 | 1.152 | 1.230 |
| Pertumbuhan | % | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,7 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Faktor Beban | % | 49,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50 |
| Produksi | GWh | 737 | 789 | 844 | 903 | 965 | 1.031 | 1.102 | 1.176 | 1.256 | 1.340 |
| Beban Puncak | MW | 172 | 180 | 193 | 206 | 220 | 235 | 252 | 269 | 287 | 306 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 240 | 252 | 270 | 289 | 308 | 330 | 352 | 376 | 401 | 428 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 207 | 220 | 239 | 258 | 279 | 301 | 325 | 349 | 376 | 403 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUN | MW | 17 | 13 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 25 | 26 | 28 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH MALUKU DAN MALUKU UTARA

LAMPIRAN II - L

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 275 | 301 | 327 | 360 | 393 | 427 | 462 | 498 | 538 | 579 |
| Komersial | GWH | 79 | 81 | 83 | 87 | 90 | 93 | 97 | 101 | 106 | 111 |
| Publik | GWH | 61 | 66 | 71 | 76 | 81 | 87 | 94 | 101 | 108 | 117 |
| Industri | GWH | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 | 12 |
| Total Kebutuhan | GWH | 422 | 455 | 489 | 530 | 572 | 616 | 663 | 710 | 763 | 819 |
| Pertumbuhan | % | 8,4 | 7,8 | 7,5 | 8,4 | 8,0 | 7,7 | 7,5 | 7,2 | 7,5 | 7,2 |
| Susut& Losses (T&D) | % | 8,0 | 7,9 | 7,8 | 7,7 | 7,6 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| Faktor Beban | % | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 |
| Produksi | GWH | 464 | 500 | 537 | 581 | 627 | 675 | 725 | 778 | 836 | 897 |
| Beban Puncak | MW | 93 | 100 | 108 | 116 | 126 | 135 | 145 | 156 | 167 | 180 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 46 | 45 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 37 | 36 | 35 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 130 | 140 | 151 | 163 | 176 | 189 | 203 | 218 | 234 | 251 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 84 | 95 | 107 | 121 | 135 | 150 | 165 | 181 | 198 | 216 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 17 | 18 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH MALUKU DAN MALUKU UTARA

LAMPIRAN II - L

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWH | 622 | 666 | 711 | 758 | 807 | 857 | 908 | 962 | 1.017 | 1.079 |
| Komersial | GWH | 116 | 121 | 127 | 133 | 140 | 147 | 155 | 163 | 172 | 182 |
| Publik | GWH | 126 | 135 | 146 | 157 | 169 | 182 | 196 | 211 | 228 | 242 |
| Industri | GWH | 13 | 14 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 24 |
| Total Kebutuhan | GWH | 876 | 937 | 999 | 1.065 | 1.133 | 1.205 | 1.279 | 1.357 | 1.438 | 1.526 |
| Pertumbuhan | % | 7,0 | 6,9 | 6,7 | 6,6 | 6,4 | 6,3 | 6,2 | 6,1 | 6,0 | 6,1 |
| Susut& Losses (T&D) | % | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | % | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| Faktor Beban | % | 57,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 |
| Produksi | GWH | 960 | 1.026 | 1.094 | 1.166 | 1.241 | 1.319 | 1.401 | 1.486 | 1.575 | 1.671 |
| Beban Puncak | MW | 192 | 202 | 215 | 229 | 244 | 260 | 276 | 292 | 310 | 329 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 34 | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 269 | 283 | 302 | 321 | 342 | 363 | 386 | 409 | 434 | 460 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 235 | 250 | 270 | 290 | 312 | 334 | 358 | 382 | 407 | 435 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 19 | 15 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 25 | 27 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH PAPUA

LAMPIRAN II - M

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|-----|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 346 | 377 | 408 | 439 | 471 | 504 | 538 | 573 | 610 | 648 |
| Komersial | GWh | 172 | 200 | 225 | 249 | 271 | 292 | 312 | 332 | 350 | 367 |
| Publik | GWh | 75 | 82 | 88 | 93 | 99 | 104 | 109 | 115 | 120 | 126 |
| Industri | GWh | 13 | 13 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 15 |
| Total kebutuhan | GWh | 606 | 672 | 735 | 796 | 856 | 915 | 974 | 1.034 | 1.094 | 1.156 |
| Pertumbuhan | % | 13,3 | 10,8 | 9,4 | 8,3 | 7,5 | 6,9 | 6,5 | 6,1 | 5,9 | 5,6 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Total Susut & Losses | % | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 |
| Faktor Beban | % | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 |
| Produksi | GWh | 682 | 755 | 825 | 892 | 958 | 1.024 | 1.089 | 1.155 | 1.221 | 1.289 |
| Beban Puncak | MW | 137 | 151 | 165 | 179 | 192 | 205 | 218 | 231 | 245 | 258 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 24 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 191 | 212 | 231 | 250 | 269 | 287 | 305 | 324 | 342 | 361 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 159 | 181 | 201 | 221 | 240 | 260 | 279 | 298 | 317 | 337 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 25 | 22 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 20 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

**) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN DAERAH PAPUA

LAMPIRAN II - M

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | GWh | 688 | 731 | 775 | 822 | 872 | 925 | 980 | 1.039 | 1.102 | 1.168 |
| Komersial | GWh | 384 | 400 | 415 | 430 | 444 | 457 | 469 | 481 | 492 | 503 |
| Publik | GWh | 132 | 138 | 144 | 151 | 158 | 166 | 173 | 182 | 190 | 199 |
| Industri | GWh | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 18 | 18 | 19 | 20 | 21 |
| Total kebutuhan | GWh | 1.219 | 1.284 | 1.351 | 1.420 | 1.491 | 1.565 | 1.641 | 1.721 | 1.804 | 1.890 |
| Pertumbuhan | % | 5,5 | 5,3 | 5,2 | 5,1 | 5,0 | 4,9 | 4,9 | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| Susut & Losses (T&D) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | % | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Total Susut & Losses | % | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 |
| Faktor Beban | % | 57,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 |
| Produksi | GWh | 1.358 | 1.431 | 1.505 | 1.582 | 1.661 | 1.743 | 1.829 | 1.917 | 2.010 | 2.106 |
| Beban Puncak | MW | 272 | 282 | 296 | 311 | 327 | 343 | 360 | 377 | 396 | 414 |
| Kapasitas Existing *) | MW | 24 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | MW | 381 | 394 | 415 | 436 | 458 | 480 | 504 | 528 | 554 | 580 |
| RESERVE MARGIN | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 357 | 371 | 392 | 414 | 437 | 460 | 484 | 509 | 535 | 562 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 20 | 14 | 21 | 22 | 23 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |

*) Kapasitas pembangkit tenaga listrik yang dibangun s.d. 2007

***) Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik yang dibutuhkan

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN INDONESIA

LAMPIRAN II - N

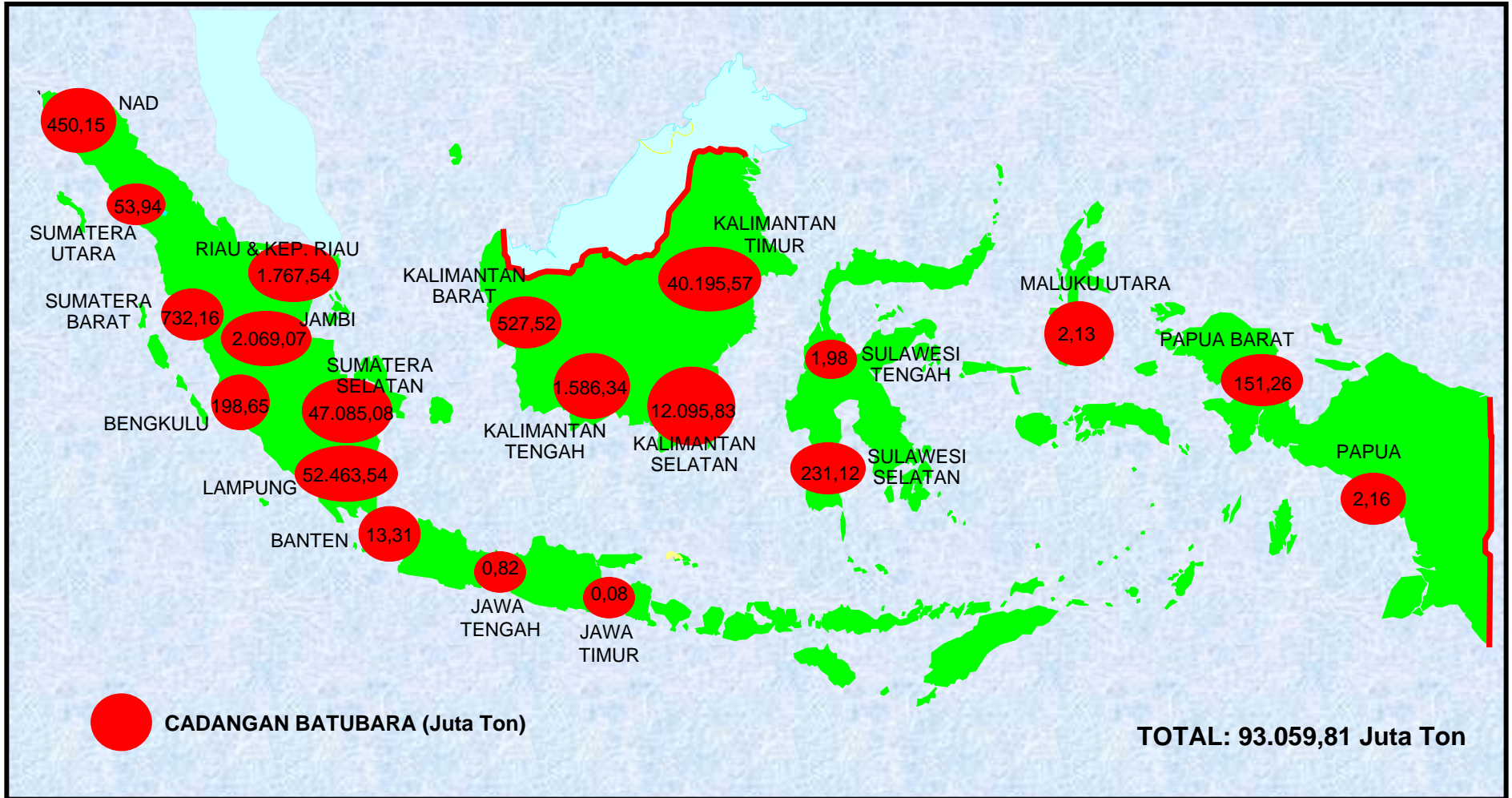
| URAIAN | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|----------------------------------|------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| KEBUTUHAN | GWH | 140.272 | 152.718 | 166.431 | 181.657 | 198.432 | 216.935 | 237.365 | 259.941 | 284.774 | 312.171 |
| PERTUMBUHAN | % | 9,5 | 8,9 | 9,0 | 9,1 | 9,2 | 9,3 | 9,4 | 9,5 | 9,6 | 9,6 |
| PRODUKSI | GWH | 159.300 | 173.278 | 188.667 | 205.742 | 224.540 | 245.240 | 268.119 | 293.361 | 321.105 | 351.686 |
| BEBAN PUNCAK | MW | 25.407 | 27.621 | 30.056 | 32.757 | 35.729 | 38.998 | 42.611 | 46.592 | 50.970 | 55.793 |
| KAPASITAS EXISTING | MW | 24.509 | 24.008 | 23.587 | 22.895 | 21.779 | 19.468 | 18.015 | 17.021 | 16.225 | 14.818 |
| KAPASITAS YANG DIBUTUHKAN | MW | 33.631 | 36.555 | 39.770 | 43.336 | 47.258 | 51.571 | 56.336 | 61.586 | 67.359 | 73.719 |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 9.122 | 12.547 | 16.183 | 20.441 | 25.480 | 32.102 | 38.321 | 44.565 | 51.134 | 58.900 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 3.284 | 3.426 | 3.636 | 4.258 | 5.038 | 6.623 | 6.218 | 6.244 | 6.569 | 7.767 |

PRAKIRAAN KEBUTUHAN BEBAN INDONESIA

LAMPIRAN II - N

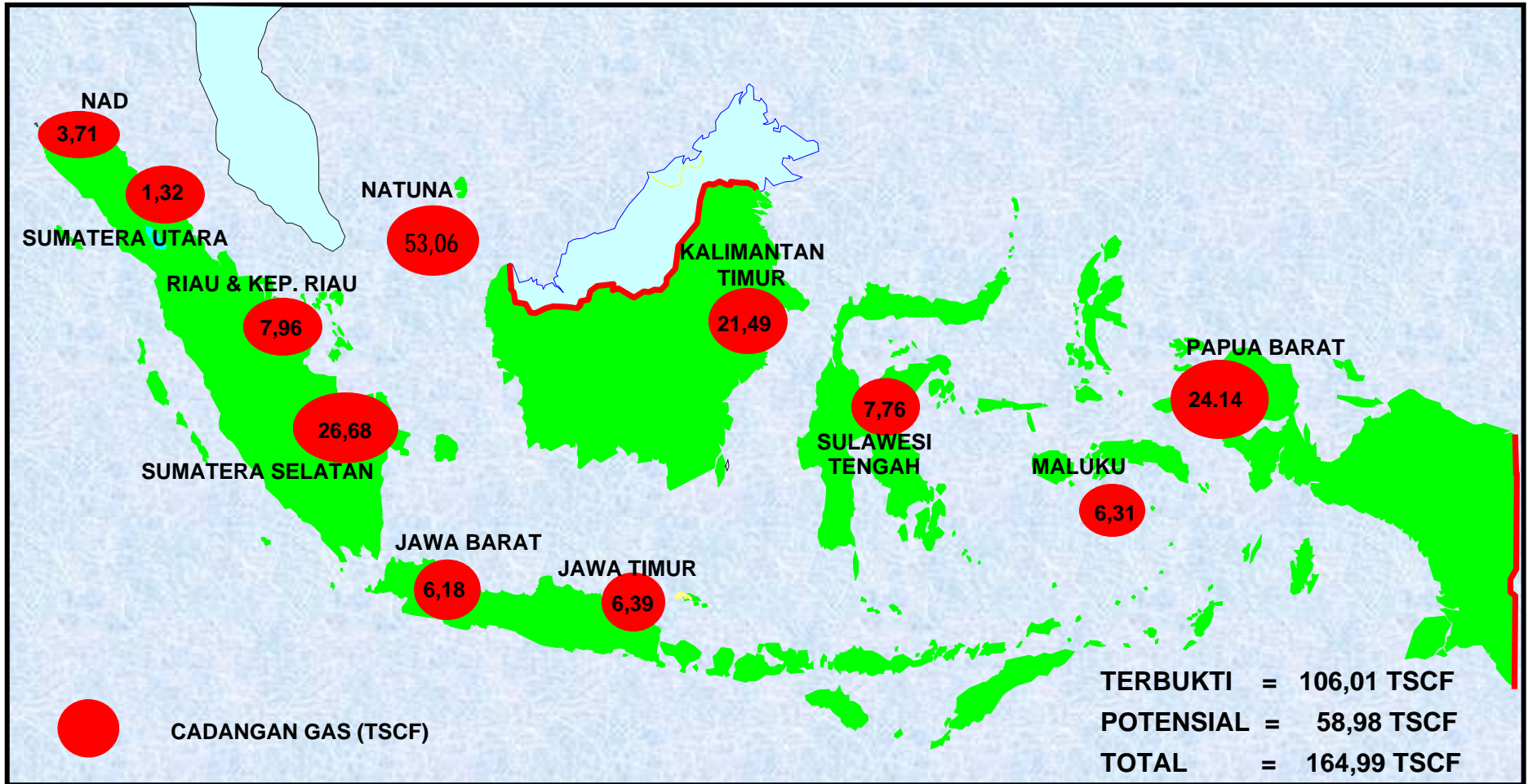
| URAIAN | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------------------------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| KEBUTUHAN | GWH | 342.415 | 375.839 | 412.810 | 453.745 | 499.107 | 549.418 | 605.259 | 667.286 | 736.232 | 813.323 |
| PERTUMBUHAN | % | 9,7 | 9,8 | 9,8 | 9,9 | 10,0 | 10,1 | 10,2 | 10,2 | 10,3 | 10,5 |
| PRODUKSI | GWH | 385.422 | 422.680 | 463.861 | 509.420 | 559.868 | 615.773 | 678.350 | 747.857 | 825.119 | 911.508 |
| BEBAN PUNCAK | MW | 61.112 | 66.059 | 72.458 | 79.534 | 87.366 | 96.043 | 105.751 | 116.532 | 128.512 | 141.916 |
| KAPASITAS EXISTING | MW | 14.086 | 13.542 | 13.347 | 13.155 | 12.713 | 12.199 | 11.325 | 11.004 | 10.333 | 9.064 |
| KAPASITAS YANG DIBUTUHKAN | MW | 80.731 | 87.246 | 95.679 | 105.003 | 115.322 | 126.753 | 139.540 | 153.739 | 169.515 | 187.173 |
| DAYA TAMBAHAN | MW | 66.645 | 73.704 | 82.332 | 91.849 | 102.610 | 114.554 | 128.216 | 142.735 | 159.182 | 178.108 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | MW | 7.744 | 7.060 | 8.627 | 9.517 | 10.761 | 11.944 | 13.662 | 14.519 | 16.447 | 18.926 |

CADANGAN BATUBARA INDONESIA

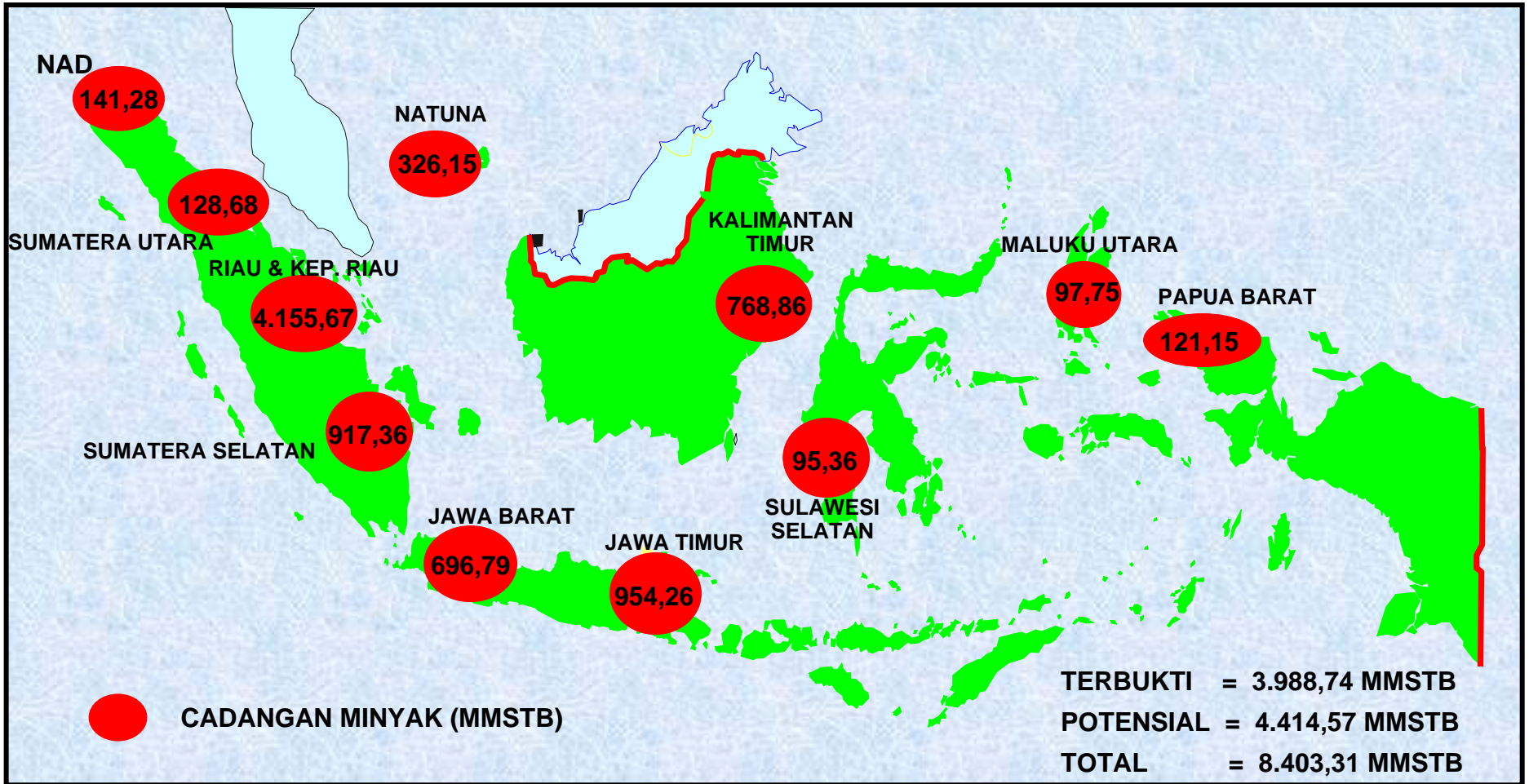


Sumber: Statistik dan Direktori Badan Geologi Tahun 2007

CADANGAN GAS ALAM INDONESIA



CADANGAN MINYAK BUMI INDONESIA



Sumber: Ditjen. Migas 2007

DISTRIBUSI LOKASI PANAS BUMI



| | | | | | |
|---------------------|-------------|----------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| 1. NAD | : 17 lokasi | 10. Banten | : 5 lokasi | 19. Sulawesi Utara | : 5 lokasi |
| 2. Sumatera Utara | : 16 lokasi | 11. Jawa Barat | : 40 lokasi | 20. Gorontalo | : 2 lokasi |
| 3. Sumatera Barat | : 16 lokasi | 12. Jawa Tengah | : 14 lokasi | 21. Sulawesi Tengah | : 15 lokasi |
| 4. Riau & Kep. Riau | : 1 lokasi | 13. D.I. Yogyakarta | : 1 lokasi | 22. Sulawesi Tenggara | : 12 lokasi |
| 5. Bangka Belitung | : 3 lokasi | 14. Jawa Timur | : 11 lokasi | 23. Sulawesi Selatan | : 17 lokasi |
| 6. Jambi | : 8 lokasi | 15. Bali | : 5 lokasi | 24. Maluku | : 9 lokasi |
| 7. Bengkulu | : 4 lokasi | 16. NTB | : 3 lokasi | 25. Maluku Utara | : 9 lokasi |
| 8. Sumatera Selatan | : 6 lokasi | 17. NTT | : 19 lokasi | 26. Papua | : 2 lokasi |
| 9. Lampung | : 13 lokasi | 18. Kalimantan Barat | : 3 lokasi | | |

《参考》

国家電力総合計画 (RUKN 2008-2027)

和訳版

国家電力総合計画（RUKN）

2008-2027年国家電力総合計画に関するエネルギー・鉱物資源大臣令
No.2682K/21/MEM/2008

エネルギー・鉱物資源省
2008年11月13日、ジャカルタ

2008-2027 年国家電力総合計画に関するエネルギー鉱物資源大臣令
No.2682K/21/MEM/2008

エネルギー鉱物資源大臣は、

- a. 全ての国民に対し、十分に、均等で、信頼性があり、持続的な電力を供給するためには、電力セクターにおける社会のなかにあるさまざまな考え方や見方そして、地域のアスピレーションを考慮にいれつつ、統合的な国家電力総合計画が必要であること、
- b. 2006 年 6 月 30 日付エネルギー鉱物資源大臣令 No.2270K/31.MEM/2006 で規定された国家電力総合計画は、現在の電力供給計画の進展に合わないものとなっていること、
- c. 上記 a、b を考慮し、電力供給・利用に関する政令 1989 年 10 号及び 2 回改正され、その最終変更である政令 2006 年 26 号の第 2 条 (2) 項の規定に基づき、エネルギー鉱物資源大臣令により、国家電力総合計画を定めなおす必要があること、

を考慮し、

1. 電力に関する法律 1985 年 15 号 (官報 1985 年 74 号、官報追記 3317 号)
2. 地方政府に関する法律 2004 年 32 号 (官報 2004 年 125 号、官報追記 4437 号) 及び 2 回改正され、その最終変更である地方政府に関する法律 2004 年 32 号の変更に関する法律 2008 年 12 号 (官報 2008 年 59 号、官報追記 4844 号)
3. 電力供給・利用に関する政令 1989 年 10 号 (官報 1989 年 24 号、官報追記 3394 号) 及び 2 回改正され、その最終変更である政令 2006 年 26 号 (官報 2006 年 56 号、官報追記 4628 号)
4. 政府、州政府、県/市政府の行政分担に関する政令 2007 年 38 号 (官報 2007 年 82 号、官報追記 4737 号)
5. 2004 年 10 月 20 日付大統領令 2004 年 187/M 号及び数次にわたり改正され、その最終変更である 2007 年 8 月 28 日付け大統領令 2007 年 77/P 号
6. エネルギー鉱物資源省の組織、作業手順に関する 2005 年 7 月 20 日付けエネルギー鉱物資源大臣規程 2005 年 0030 号

を鑑み、

以下を決定した：

国家電力総合計画に関するエネルギー鉱物資源大臣令を定める。

1. 国家電力総合計画（以後、RUKN と称する）は、本大臣令と切り離すことの出来ない一部として、添付の中に記載されるとおりである。
2. RUKN は、地方政府と事業者が政策を作成し、電力開発を実施するうえでの指針として利用される。
3. RUKN は、状況の変化に応じて毎年見直されるものとする。
4. 本大臣令により、2006年6月30日付国家電力総合計画に関するエネルギー鉱物資源大臣令 No.2270K/31/MEM/2006は無効とする。
5. 本大臣令は定められた日から有効とする。

2008年11月13日、ジャカルタにて制定
エネルギー鉱物資源大臣
Purnomo Yusgiantoro

写しの送り先：

1. 内務大臣
2. 国家開発企画担当国務大臣/国家開発企画庁長官
3. エネルギー鉱物資源省 事務局長
4. エネルギー鉱物資源省 監査局長
5. エネルギー鉱物資源省 各総局長
6. エネルギー鉱物資源省 各庁長官
7. 全国の州知事
8. PLN 代表取締役

エネルギー鉱物資源大臣

エネルギー鉱物資源大臣の挨拶

「電力に関する法律 1985 年 15 号」第 5 条 1 項及び「電力供給・利用に関する政令 1989 年 10 号」及び 2 回にわたり改正され、その最終変更である「政令 2006 年 26 号」第 2 条 (2) 項に基づき、政府は、エネルギー鉱物資源大臣を通じて、国家電力総合計画 (RUKN) を定めた。

本 RUKN は、今後 20 年間の電力需要予測、発電に利用可能な各地域の一次エネルギーポテンシャル、電力供給目標と計画、投資資金の必要性に関する内容が盛り込まれている。

本 RUKN は、政府の電力計画に関する政策について幅広く情報を提供し、電力事業権限保持者 (PKUK) 及び一般電力事業許可保持者 (PIUKU) が、各事業地域の電力需要を満たすために策定する、電力供給総合計画 (RUPTL) のレファレンスとして利用するものである。

電力供給事情の進展に応じ、本 RUKN は毎年定期的に更新するものとする。今後、RUKN をよりよいものとしていく中で、電力分野の全てのステークホルダーからの意見が必要である。

2008 年 11 月、ジャカルタ
エネルギー鉱物資源大臣

Purnomo Yusgiantoro

目次

エネルギー鉱物資源大臣令 No.2682K/21/MEM/2008

エネルギー鉱物資源大臣の挨拶

目次

| | |
|---------------------------|----|
| 第1章 序論..... | 1 |
| 1. 背景..... | 1 |
| 2. 電力セクターのビジョンとミッション..... | 1 |
| 電力セクターのビジョン | |
| 電力セクターのミッション | |
| 3. RUKN 改正の目的..... | 1 |
| 4. RUKN の法的根拠..... | 3 |
| 第2章 国家電力セクターの政策..... | 4 |
| 1. 電力セクター政策の変遷..... | 4 |
| 2. 電力供給政策..... | 5 |
| 2.1 実施 | |
| 2.2 電力料金 | |
| 3. 発電用一次エネルギー利用政策..... | 6 |
| 4. 地方電化と社会的ミッション..... | 6 |
| 5. 環境保護政策..... | 7 |
| 6. 標準化、保安、安全および監督..... | 7 |
| 7. 電力需給管理..... | 8 |
| 8. 電力供給危機への対応..... | 8 |
| 短期プログラム | |
| 中長期プログラム | |
| 第3章 電力事情..... | 10 |
| 1. スマトラ島..... | 10 |
| ナングロ・アチェ・ダルッサラム(NAD)州 | |
| 北スマトラ州 | |
| 西スマトラ州 | |
| リアウ州とリアウ諸島州 | |
| 南スマトラ州、ジャンビ州、ブンクル州 | |
| ランブン州 | |
| バンカブリトゥン州 | |
| バタム | |
| 2. ジャワ島とバリ島..... | 12 |

| | |
|--------------------------|----|
| バリ州 | |
| 東ジャワ州 | |
| 中部ジャワ州とジョクジャカルタ特別州 | |
| 西ジャワ州とバンテン州 | |
| ジャカルタ特別州 | |
| 3. カリマンタン島..... | 14 |
| 東カリマンタン州 | |
| 南カリマンタン州と中部カリマンタン州 | |
| 西カリマンタン州 | |
| 4. スラウェシ島..... | 15 |
| 北スラウェシ州、中部スラウェシ州、ゴロンタロ州 | |
| 南スラウェシ州、東南スラウェシ州、西スラウェシ州 | |
| 5. ヌサトゥンガラ諸島..... | 15 |
| 西ヌサトゥンガラ州 | |
| 東ヌサトゥンガラ州 | |
| 6. マルク島..... | 16 |
| マルク州と北マルク州 | |
| 7. パプア州と西パプア州..... | 16 |
| 8. 電力供給系統の状況..... | 17 |
| 第4章 電力供給計画..... | 18 |
| 1. 電力需要予測..... | 18 |
| 2. 電力供給設備..... | 21 |
| 電源 | |
| 送電開発 | |
| 配電開発 | |
| 3. 地域別電力需給予測..... | 23 |
| A. ジャワ・バリ | |
| ジャワ・マドゥラ・バリ | |
| ジャワ・マドゥラ・バリ系統 | |
| B. スマトラ | |
| ナングロアチェダルッサラム州 | |
| 北スマトラ州 | |
| 西スマトラ州 | |
| リアウ州とリアウ諸島州 | |
| S2JB(南スマトラ、ジャンビ、ブンクル) | |
| ランブン州 | |
| スマトラ系統電力需給バランス | |
| バンカブリトゥン諸島州 | |

| | | |
|-----|--|----|
| | バタム | |
| C. | カリマンタン | |
| | 西カリマンタン州 | |
| | 東カリマンタン州 | |
| | 南カリマンタン・中部カリマンタン系統 (Kaselteng) | |
| D. | スラウェシ | |
| | 北スラウェシ、中部スラウェシ、ゴロンタロ電力系統 (Suluttenggo) | |
| | 南スラウェシ、東南スラウェシ、西スラウェシ電力系統 (Sulserabar) | |
| E. | ヌサトゥンガラ | |
| | 西ヌサトゥンガラ州 | |
| | 東ヌサトゥンガラ州 | |
| F. | マルク | |
| | マルク州と北マルク州 | |
| G. | パプア | |
| 4. | 国家電力需要..... | 28 |
| 5. | 発電用一次エネルギー利用計画..... | 29 |
| 6. | 地方電化プログラム..... | 30 |
| 第5章 | エネルギー資源ポテンシャル..... | 31 |
| 1. | 発電用エネルギー源の利用..... | 31 |
| | 石炭 | |
| | 天然ガス | |
| | 石油 | |
| | 水力 | |
| | 地熱 | |
| 2. | 州のエネルギー資源ポテンシャル..... | 32 |
| | ナングロアチェダルッサラム | |
| | 北スマトラ | |
| | 西スマトラ | |
| | リアウ・リアウ諸島 | |
| | ジャンビ | |
| | ブンクル | |
| | 南スマトラ | |
| | ランブン | |
| | バンカブリトゥン | |
| | 東カリマンタン | |

中部カリマンタン
南カリマンタン
西カリマンタン
西ヌサトゥンガラ
東ヌサトゥンガラ
南スラウエシ
北スラウエシ
中部スラウエシ
東南スラウエシ
ゴロンタロ
マルクと北マルク
パプア・西パプア
バリ
東ジャワ
中部ジャワ
西ジャワ
バンテン

第6章 投資資金の必要性.....40

表リスト

| | | |
|-----|-------------------------|----|
| 表 1 | 前提条件..... | 19 |
| 表 2 | 電化率(%)..... | 20 |
| 表 3 | PLN の販売電力量目標..... | 21 |
| 表 4 | 発電用一次エネルギーの構成比率(%)..... | 30 |
| 表 5 | エネルギーポテンシャルデータ..... | 38 |
| 表 6 | 電力供給設備に必要な資金..... | 40 |

添付リスト

| | |
|--|----|
| 添付 I 送電網..... | 41 |
| 添付 I-A ジャワ・バリ送電網..... | 41 |
| 添付 I-B スマトラ送電網..... | 42 |
| 添付 I-C カリマンタン送電網..... | 43 |
| 添付 I-D スラウェシ送電網..... | 44 |
| 添付 II 負荷需要予測..... | 45 |
| 添付 II-A ジャワ・マドゥラ・バリ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-B スマトラ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-C バンカブリトゥン地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-D バタム地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-E 西カリマンタン地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-F 東カリマンタン地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-G 南カリマンタン・中部カリマンタン地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-H 北スラウェシ・中部スラウェシ・ゴロンタロ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-I 南スラウェシ・東南スラウェシ・西スラウェシ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-J 西ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-K 東ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-L マルク・北マルク地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-M パプア地域の負荷需要予測 | |
| 添付 II-N インドネシアの負荷需要予測 | |
| 添付 III エネルギー資源ポテンシャル..... | 73 |
| 添付 III-A インドネシアの石炭埋蔵量..... | 73 |
| 添付 III-B インドネシアの天然ガス埋蔵量..... | 74 |
| 添付 III-C インドネシアの石油埋蔵量..... | 75 |
| 添付 III-D 地熱所在地の分布図..... | 76 |

第1章

序論

1. 背景

より均衡の取れた、かつ持続的で信頼性がある電力供給のために、全国規模の包括的な電力計画が必要である。国家電力総合計画（RUKN）は、電力需給予測、投資・資金政策、発電用の一次エネルギーや、新・再生可能エネルギーの利用政策を包括した統合的な電力総合計画である。

RUKNは、政府、地方政府、電力事業権限保持者（PKUK）、一般電力事業許可保持者（PIUKU）にとって今後の電力セクターの開発を行うためのレファレンスとして定められるものである。RUKNは、地域、国家、周辺地域及び国際的な戦略環境の変化によりますます重要な役割を担うことになる。

また、電力セクターにおける民間の参入がますます増えることが期待されているため、本 RUKN は、PKUK（電力事業権限保持者）によるプロジェクトに加えて、民間との協力によるプロジェクトの決定についても明確にし、かつ基準化するものである。

マクロ経済の変化という大きな影響をもたらさうる国民のダイナミズムにより、電力需要はますます変化しうる。そのため、RUKNは毎年見直しすることでレファレンスとして引き続き利用に耐えうるものとしている。RUKNは20年の期間で作成されている。

「電力に関する法律 1985 年 15 号」、「電力供給・利用に関する政令 1989 年 10 号」及び2回にわたり改正された最終変更である「政令 2006 年 26 号」に基づいて、事業地域を有する電力供給事業者は、本 RUKN に従って、各事業地域での電力供給総合計画（RUPTL）を策定する義務を有する。

2. 電力セクターのビジョンとミッション

電力セクターのビジョン

電力セクターのビジョンとは、国内経済成長を支え、国民福祉を向上するために、十分かつ透明性を持った、効率的かつ信頼性の高い、安全で環境にやさしい電気を全ての世帯・村落に供給するとともに増大する産業需要を満たすことができるようにすることである。

電力セクターのミッション(使命)

上記ビジョンに基づき電力需要を満たすために、政府は次のステップを踏むものとする：

- a. 都市部、人口密度の高いあるいは大きな電力系統のある地域の住民のために大規模な電源開発を行う
- b. 村落、遠隔地では再生可能エネルギーによる発電を優先する
- c. 電力の安全性を確保し、環境保全に配慮する
- d. 国内の労働力、生産物とサービスを最大限に活用する

3. RUKN 改訂の目的

RUKN 改訂の目的は、電力セクターに影響を及ぼす戦略的環境変化に対処することである。PKUK（電力事業権限保持者）と PIUKU（一般電力事業許可保持者）にとって各事業地域における電力需要を満たす上での指針・レファレンスとなることを鑑みれば、これは重要なことである。本 RUKN が電力供給事業に参加する関係者にとって必要とされる方向性と情報を提供することが期待される。

「大統領規程 2006 年 71 号」が発効したことで、PLN は自らの財務状況に基づき、利用可能な資金調達方法により、石油燃料消費が目立つ地域、電力需要成長の高い地域、コミット済みのプロジェクトでは需要を満たすことができない地域、危機地域、電力供給危機の可能性がある地域に焦点を置き、2009 年までに石炭を利用した 1 万 MW の電源開発を行うこととした（クラッシュプログラム）。

ジャワ地域： 10 プロジェクト、総出力 6,900MW のうち、9 プロジェクト(合計出力 6,860MW)については調達契約をかわしており、現在建設段階に入っている。残り 1 プロジェクト(出力 600MW)は開発地域を変えて再入札を行っている。

ジャワ外地域： 30 プロジェクト、総出力 3,100MW のうち、22 プロジェクト(総出力 1,960MW)はすでに調達契約を完了しているが、2 プロジェクト(合計出力 40MW)は価格交渉中、1 プロジェクト(出力 100MW)は再入札中、5 プロジェクト(合計出力 304-404MW)は実施延期である。

上述のクラッシュプログラムは、当初 2009 年の完了が期待されていたが、全てのプロジェクトが完了しないために、2010 年にずれ込むことになる。従って、遅れ、或いは遅れの可能性のあるプロジェクトの計画を見直し、国家レベルで 1 年間に必要な増設分を満たせるように、RUKN の改訂が必要となっている。

また、エネルギー鉱物資源大臣が定め、開発の準備が整っている 12 の地熱開発地域は今後の発電用の地熱エネルギー開発の引き金となりうると考える。これにより、約 27GWe 相当の地熱ポテンシャルの開発が期待される。

「エネルギーに関する法律 2007 年 30 号」に規定の通り、水力、バイオマスに加え、今後、地熱開発が、発電用の一次エネルギー充足のための候補となることが期待されている。

電源開発において、地熱エネルギー (27Gwe) と水力 (42.8GW) のポテンシャルの大きさは、特にそのエネルギーを有する地域にとって注目すべき一つの判断材料となっている。当該エネルギー利用促進は、再生可能エネルギーを利用した電源開発加速化プログラム (クラッシュプログラム) を通じて実施が可能となる。これにより、国家エネルギーミックスにおける石油依存度を大きく下げることができる。

また、ジャワ・マドゥラ・バリ系統の南まわり 500kV の送電線が完成し、さらに北部スマトラ (Sumbagut) 系統と南部スマトラ (Sumbagsel) 系統が 150kV の送電線により連系したことにより、最近 2 年間で送電線網は大きな整備がなされた。これにより、国家送電網マップの改訂が必要となった。国家送電網とは、高圧、超高圧、及び/或いは特別高圧の公共向けの送電網である。

4. RUKN の法的根拠

RUKN 策定は、「電力に関する法律 1985 年 15 号」と、「電力の供給と利用に関する政令 1989 年 10 号」及び 2 回にわたり改正された最終変更である「政令 2006 年 26 号」第 2 条 (2) 項の、“エネルギー鉱物資源大臣は総合的かつ統合的な国家電力総合計画を定める” という規定に基づいたものである。

第2章 国家電力セクターの政策

1. 電力セクター政策の変遷

30年間、電力事業権限保持者（PKUK）として PT PLN（Persero）が電力供給を実施してきた。しかし、その間の高い電力需要を満たすことができなかったことから、自家用及び公共目的のための発電を行う協同組合、民間、産業といった他事業者からの参加が必要となった。「民間による電力供給事業に関する大統領令 1992年 37号」の発効により、政府により計画されたプロジェクトのみならず民間の参加を通じたプロジェクトも大規模な公共目的の電力事業として門戸が開かれた。

1997年半ばにインドネシアを襲った経済危機により、電力プロジェクトを含め、政府、民間とも、各種プロジェクト向け融資の能力が低下したため、政府は、「政府・国営企業に関連する政府・国営企業・民間のプロジェクトの延期/見直しに関する大統領令 1997年 39号」を発効し、政府の計画したプロジェクトあるいは民間から提案されたプロジェクトは延期あるいは見直されることとなった。その後、インドネシア経済が回復するにつれて、電力需要が再び増加し、政府は、「政府、国営企業、民間のプロジェクトの延期/見直しに関する大統領令 1997年 39号の取消に関する大統領令 2002年 15号」に基づき、延期されていた 26 の IPP プロジェクトの再交渉を完了させた。

その後 2002年に「電力に関する法律 2002年 20号」が発効された。この法律は、事業の機能ごとに電力事業の実施について定めていた。電力の供給は、全ての事業者に同じ待遇を与え、消費者に平等で均等な利益を提供するような管理により健全な事業環境における競争と透明性を通じて、効率的に実施される必要があるとした。しかし、2004年 12月 15日の憲法裁判所の決定により同法は無効となり、「電力に関する法律 1985年 15号」が再発効された。それによって、公共目的の電力供給事業は PKUK（電力事業権限保持者）と電力事業許可保持者が実施することとなった。

電力セクターの法規則を完備するために、2005年 1月 16日に「電力供給・利用に関する政令 1989年 10号の変更に関する政令 2005年 3号」が発効された。さらに、発電向けのエネルギーとして石油燃料以外のエネルギーへの多様化を加速するために、電力の協力あるいは購入、管理、建設の実施および電力供給事業の実施については政令 1989年 10号及び2回にわたり改正されたその最終変更である「政令 2006年 26号」で規定した。

2. 電力供給政策

2.1 実施

電力は多くの人の生活に関係するインフラのひとつであるため、その供給は十分な量、妥当な価格かつ良質であることが保証されなければならない。効果的、効率的で自立した電力産業の構築と電力開発の目的の実現のために、電力供給事業は、(社会の)利益、平等、効率、持続性、経済性、自己能力、健全な事業、環境保全、安全と安心を原則とするものである。

電力供給は電力供給事業の責任を持つ国営企業が担う。また、十分かつ均等に電力が供給でき、かつ国の能力を高めるために、国益を害さない範囲で、電力供給事業許可に基づき、協同組合その他の事業体にその機会が与えられる（「法律 1985 年 15 号」に則し、電力事業許可には、発電、送電及び配電事業が含まれる）。

政府の電力セクターへの資金供与について財務的な限界があるため、民間の役割が重要となっており、「政令 2005 年 3 号」と政令 1989 年 10 号の改定である「政令 2006 年 26 号」に基づき、各者の権限に応じ大臣、州知事、或いは県知事/市長の承認を得ることで、協同組合、公営企業、市民団体、個人から PKUK（電力事業権限保持者）と PIUKU（一般電力事業許可保持者）が電力を購入することを可能にした。

2.2 電力料金

電力基本料金に関する政府の政策とは、電力料金は段階的かつ計画的に経済価格に見合うものとし、平均電力料金は生産コストを負担できるようにするというものである。この政策により、電力セクターへの投資家に対し肯定的なシグナルを与えることが期待される。

電力料金は経済価格に従って設定されるものの、貧しい需要家には需要家の支払能力も考慮されなければならないため補助金政策は継続する。しかし政府の能力も限りがあることから、地域経済を活性化するために電力を供給するのが妥当な村落/地域及び住民を考慮・優先し、当該の貧しい需要家グループおよび/あるいは村落および地方開発・遠隔地開発に対して直接補助金を給付するものとする。

地域別料金(*non-uniform tariff*)政策は、将来適用となる可能性がある。これは、地域により電力開発の進展状況と住民の支払い能力が異なるからである。

3. 発電用一次エネルギー利用政策

発電用一次エネルギー利用政策は、一次エネルギーの供給を保証することが目的である。供給の安全性を確保するために、*Domestic Market Obligation (DMO)*、ローカル一次エネルギー、新・再生可能エネルギーの利用の政策がある。発電用一次エネルギー供給政策は、一次エネルギー供給事業者と発電事業者側双方で実施する。

一次エネルギー供給事業者側の政策としては、一次エネルギー、特に石炭、天然ガス分野の事業に対して、経済価格に従った価格で発電に必要な一次エネルギーを供給する機会を最大限与える。その他の政策としては、インセンティブ供与なども実施される。

発電用ローカル一次エネルギー利用政策は、化石エネルギー（褐炭、マージナルガス）、非化石エネルギー（水力、地熱、バイオマスなど）の利用からなる。ローカル一次エネルギー利用は、技術、経済及び環境保全の観点に配慮し、再生可能エネルギーの利用が優先される。

一方で、発電事業者側の政策には、ひとつのエネルギー源、特に化石エネルギーに依存しないためのエネルギー多様化と省エネルギーがある。発電を確実に保証するために、発電事業者は起こりうる供給障害に対応した十分な予備力確保を行う必要がある。

「国家エネルギー政策（KEN）に関する大統領規程 2006 年 5 号」に基づき、国内のエネルギー消費に対する新・再生可能エネルギーの役割は、2025 年に 5%以上とすることが定められている。

4. 地方電化と社会的ミッションの対応(使命)

社会的ミッションの対応は、貧しい住民グループを支援し、後進地域、遠隔地域を含むインドネシア全ての地域を電化し、地方電化開発を行うことを意図したものである。社会的ミッションの対応は、貧しい住民への援助を維持し、電力が届かない地域への電力サービスアクセス拡大を継続し、経済開発・成長を促進し、国民福祉を向上させることが目的である。

社会的ミッション(使命)の対応として必要なことは、PKUK（電力事業権限保持者）による運用を通じた実施、あるいは政府による直接実施を可能とすることである。効率化と透明性を達成するために、電力供給事業は社会的機能と商業的機能を会計上切り離して実施する。

5. 環境保護政策

電力セクターにおける開発は、持続的かつ環境を視野に入れた開発を支えるために実施されるものである。そのために、電力開発に関連する地元、地域、世界的な負の影響を緩和することで、エネルギー開発における生態系の破壊と低下を減らしていかなければならない。

上記政策と並行して「環境管理に関する法律 1997 年 23 号」や「環境影響評価（AMDAL）に関する政令 1999 年 27 号」、その他の法規定により、プロジェクト実施者は、環境といかに調和した開発を行うか、監督機関が示す基準をいかに満たすかに関する基本的規準に配慮するイニチアチブが求められるようになった。

そのため、負の影響を及ぼしうる電力活動は全て、AMDAL（ANDAL¹, RKL², RPL³）の実施が義務付けられており、重大な影響を及ぼさないものについては現行の法規定に従い、環境管理手法（UKL）および環境モニタリング手法（UPK）が義務付けられている。

6. 標準化、保安、安全および監督

電力は国民の生活に有益なだけでなく、良好に管理がされないと人間に危険を及ぼしうる。政府は、電力安全のために、標準化、設備・電気器具・電気機器の保全を定めた。電力安全の目的は、電力による危険からの国民保護、電力システムの信頼性の向上、運用・電力利用における効率性の向上である。

標準化政策は次の通り：


1. 電力装置基準、すなわち発電・送電施設および電力利用の器具や設備
2. 電力器具基準、すなわち製品あるいはその器具が機能するために電力を用いる製品・器具である、たとえば：
 - 家電機器、商業・工業用器具
 - 工具
 - 照明機器
 - 電気医療機器

消費者の安全を考慮し、インフラ（試験ラボ）のサポートにより、政府は特定の SNI（インドネシア国家標準）を強制基準として定めている。現在、強制基準として定めているのは、電源スイッチ、プラグ、コンセント、MCB、扇風機である。

¹ 環境影響評価

² 環境管理計画

³ 環境モニタリング計画

設備安全政策としては、電力設備運用適性、電力機器・器具安全、技術能力があげられる。運用適性とされた電力設備には運用適性認証が与えられる。インドネシア国家標準を満たした電力機器・器具は (SNI) のマークをつけた製品認証を、電力器具には S 字に三角  の安全認証がつけられる。また、電力技術者能力については能力認証が与えられるものとする。

7. 電力需給管理

各地域において質的にも量的にも需要家の電力需要を満たせていない。電力需要が高いにもかかわらず供給のバランスが取れていないことが原因である。

質的にも量的にも電力需要を満たすために必要なプログラムは、需要側 (*Demand Side Management*) と供給側 (*Supply Side Management*) で実施される。*Demand Side Management* のプログラムは、最大電力の制御、特に危機的な地域における新規接続の一時的な制限、需要家側でのその他の効率化方策の実施により、電力需要の増加を抑えることを目的にしている。一方、*Supply Side Management* のプログラムは、既存電源利用の最適化と自家発の活用により実施されるものである。

8. 電力供給危機への対応

電力供給危機地域への対応としては、短期対応プログラムと中長期対応プログラムがある。

短期対応プログラムは、計画済みの電源の建設完了前に、迅速に電力供給危機を克服し、出来る限り早く停電を回避するためのプログラムである。このプログラムは、電源容量の増量、送配電網を通じた電力供給により実施される。増量は電源の借入、自家発の余剰電力の購入、建設期間の短い新規電源の調達を通じて行われる。また、最大電力時の電力使用の削減により、最大電力の削減のための取り組みがなされる。

中長期対応プログラムは、PLN や IPP により、3-5 年の期間が必要な新規電源の開発により実施される。

短期プログラム

短期プログラムは、「大統領規定 2006 年 71 号」に基づき、石炭火力発電所、IPP による電源、2009 年から段階的に完成が予定されている送電系統の操業開始までに実施される。

a. 供給側

- ・軽油燃料（HSD）から MOF への転換加速化
- ・ ガス供給の加速化
- ・ システムロスの軽減と効率化の向上
- ・ 新規容量の増設（地方電化プログラムと電源の借入を含む）
- ・ 自家発の活用
- ・ 既存の設備容量の最適化
- ・ 送配電及び相互連結の完了と能力向上

b. 需要側

- ・ 負荷の制御（特に最大電力）
- ・ 6600VA 超の需要家（R3）に対する補助金なしの電力料金の適用
- ・ 新規接続の選択的实施
- ・ 節電と節電ランプ（LHE）の周知
- ・ 盗電対策強化（P2TL）などによる損失の削減

中長期プログラム

- a. 石油系から非石油系への発電用一次エネルギー利用の多様化
- b. 電力供給における民間（IPP）の参画

第3章 電力事情

国家電力系統の整備は、連系された電力系統と独立した電力系統との二つに分類することができる。ジャワ・マドゥラ・バリ及びスマトラ電力系統は、既に整備され、高圧・超高圧送電網による電力系統を形成している。スマトラ北部の系統とスマトラ南部の系統は、**Bagan Batu-Kota Pinang-Rantau Prapat** で 150kV の送電網により、2007年8月14日にスマトラ全土の 150kV の連系が行われた。

ジャワ・マドゥラ・バリとスマトラ系統以外の電力系統は相対的に整備されておらず、完全には連系されていない。これらの電力系統はサブ系統とそれぞれが切り離された小さなサブ系統から構成されており、独立・孤立した地域として存在する。本章では、電力事情を地域・州ごとに説明していく。

1. スマトラ島

ナングロ・アチェ・ダルツサラム(NAD)州

スマトラ電力供給センター (P3B Sumatera) が、150kV の送電網を通じて同州の電力需要の大部分を供給している。残りの地域では PLN が独自に管理する独立型系統の電源から供給している。

同州の2007年の販売電力量は、971.1GWh程度に達している。その内訳は、社会用 40.9GWh (4.22%)、家庭用 653.6GWh (67.30%)、商業用 128.0GWh (13.19%)、産業用 41.8GWh (4.30%)、公共用 106.8GWh (10.99%) であった。同州の(世帯)電化率は2007年に74.91%、村落電化率は86.6%であった。

北スマトラ州

同州のほぼ全ての負荷(99.9%)は150kVの送電網を通じてP3B Sumateraが供給している。残りの電力は同地域のPLNが独自に管理するNias、Tello、Sembilahan島の独立した各系統の電源から供給している。2007年の同州の系統の最大電力は1,184.92MWであった。

同州の2007年の販売電力量は5,139.4GWh程度に達している。その内訳は、社会用122.3GWh(2.38%)、家庭用2,196.2GWh(42.73%)、ビジネス用670.8GWh(13.05%)、産業用1,823.1GWh(35.47%)、公共用327.0GWh(6.36%)であった。同州の(世帯)電化率は2007年に69.32%、村落電化率は83.6%であった。

西スマトラ州

同州の負荷の95%程度が150kVの送電網を通じてP3B Sumateraから供給されており、残りの地域ではPLNが独自に管理するMentawaiとSungai Penuh島にある独立電源が供給している。

同州の2007年の販売電力量は1,749.0GWh程度に達している。その内訳は、社会用50.3GWh(2.88%)、家庭用751.5GWh(42.97%)、商業用193.4GWh(11.06%)、産業用665.3GWh(38.04%)、公共用88.4GWh(5.05%)であった。同州の(世帯)電化率は2007年に68.72%、村落電化率は100%に達している。

リアウ州とリアウ諸島州

リアウ州の63%の負荷は150kVの送電網を通じてP3B Sumateraが供給している。一方、リアウ諸島州の負荷は、Tanjung Pinang, Tanjung Balai Karimun, Natuna, Dabo Singkepなどの独立電源と残りは同地域のPLNが独自に管理するその他の分散型系統の電源から供給している。2007年のリアウ電力系統の最大電力は102.75MWであった。

2州の2007年の販売電力量は1,888.9GWh程度に達している。その内訳は、社会用106.8GWh(5.65%)、家庭用1,028.3GWh(54.44%)、商業用453.5GWh(24.01%)、産業用153.7GWh(8.14%)、公共用146.6GWh(7.76%)であった。リアウ州の(世帯)電化率は2007年に54.66%(リアウ諸島州を含む)、村落電化率は97.6%(リアウ諸島州を含む)であった。

南スマトラ州、ジャンビ州、ブンクル州

3州は150kVの送電網で連系されており、スマトラ南部・ジャンビ・ブンクル系統(S2JB)を形成している。2007年末までのS2JBの最大電力は1,573.52MWであった。

S2JBの2007年末までの販売電力量は2,763.3GWh程度に達している。その内訳は、社会用76.1GWh(2.76%)、家庭用1,613.7GWh(58.40%)、商業用427.1GWh(15.46%)、産業用492.4GWh(17.82%)、公共用153.9GWh(5.57%)であった。2007年の3州の(世帯)電化率は、南スマトラ州が49.80%、ジャンビ州が48.85%、ブンクル州が50.08%であった。また、村落電化率は、南スマトラ州が95.5%、ジャンビ州が98.6%、ブンクル州が91.3%であった。

ランブン州

同州のほぼ全ての負荷（99%）は 150kV の送電網を通じて P3B Sumatera が供給し、残りを同州に分布する独立電源が供給している。

同州の 2007 年の販売電力量は 1,497.1GWh 程度に達している。その内訳は、社会用 38.7GWh（2.59%）、家庭用 866.9GWh（57.91%）、商業用 190.4GWh（12.72%）、産業用 313.0GWh（20.91%）、公共用 88.1GWh（5.89%）であった。同州の（世帯）電化率は 2007 年に 47.66%、村落電化率は 100%であった。

バンカブリトゥン州

同州の電力系統は独立電源であるバンカ系統とブリトゥン系統の 2 つの系統から構成されている。同州の 2007 年末までの最大電力は 65.9MW であった。

同州の 2007 年の販売電力量は 318.1GWh 程度に達している。その内訳は、社会用 7.6GWh（2.37%）、家庭用 234.9GWh（73.84%）、商業用 36.2GWh（11.39%）、産業用 24.0GWh（7.56%）、公共用 15.4GWh（4.84%）であった。同州の（世帯）電化率は 2007 年に 72.45%、村落電化率は 98.1%であった。

バタム

2007 年末までの同地域における総発電設備容量が 318.4MW、発電可能量が 228.7MW、最大電力が 155MW であった。すべて PLN の発電設備である。一部の地域は 150kV の送電網で連系されている。一方、Muka Kuning Industrial Park の産業用電力需要に関しては、総発電容量 166MW を有する PT Batamindo により供給されている。

同地域の 2007 年の販売電力量は 1,106GWh 程度に達している。その内訳は、家庭用 303.1GWh（27.41%）、商業用 371.4GWh（33.58%）、産業用 369.9GWh（33.44%）、公共用 39.6GWh（3.58%）、多目的用 21.9GWh（1.99%）であった。同地域の（世帯）電化率と村落電化率はリアウ州とリアウ諸島州の数値に含まれている。

2. ジャワ島とバリ島

ジャワ島、マドゥラ島、バリ島は既に系統連系されており、本系統の電力需要は同地域の電源から全て供給されている。最大電力は 2007 年に 16,896MW に達している。ジャワとバリの販売電力量の詳細は以下の通り。

バリ州

同州の電力需要のうち、200MWは150kV海底送電網を通じて供給され、残りは同州に存在する発電出力362MWのPLTD/PLTG Pesangaran、PLTG Gilimanuk、PLTG Pamaranから供給している。

同州の2007年の販売電力量は2,366.7GWh程度に達している。その内訳は、社会用44.5GWh(1.88%)、家庭用1,035.3GWh(43.74%)、商業用1,075.0GWh(45.42%)、産業用95.6GWh(4.04%)、公共用116.4Wh(4.92%)であった。同州の2007年の(世帯)電化率は74.42%、村落電化率は100%であった。

東ジャワ州

同州の電力系統はジャワ・マドゥラ・バリ(JAMALI)連系の一部をなすものである。主に超高压送電線網/SUTET(500kV)と高压送電線網/SUTT(150kVと70kV)を通じて送電している。他に中圧送電線網を通じた小規模あるいは*embedded*な電源(PLTA Wonorejo-PJB, PLTM及び自家発電)や自家発電所(PLTD&PLTM Sampean Baru)、リースによる発電所が存在する。

同州の2007年12月末までの販売電力量は18,626.4GWh程度に達している。その内訳は、社会用445.1GWh(2.39%)、家庭用6,525.5GWh(35.03%)、商業用2,080.9GWh(11.17%)、産業用8,947.2GWh(48.04%)、公共用627.7Wh(3.37%)であった。同州の2007年の(世帯)電化率は71.08%、村落電化率は99.7%であった。

中部ジャワ州とジョクジャカルタ特別州

同2州の電力系統は、ジャワ・マドゥラ・バリ連系系統の一部をなすものである。負荷需要は、500kVと150kVの送電網から供給している他に、PLTU/PLTGU Tambaklorok, PLTA Mrica, PLTU Cilacap, PLTP Diengからも賄われる。

同2州の2007年の販売電力量は13,470.4GWh程度に達している。その内訳は、社会用432.2GWh(3.21%)、家庭用6,556.6GWh(48.67%)、商業用1,434.5GWh(10.65%)、産業用4,430.7GWh(32.89%)、公共用616.4Wh(4.58%)であった。(世帯)電化率は、中部ジャワ州が70.6%、ジョグジャカルタ特別州が79.64%で、村落電化率は2州いずれも100%であった。

西ジャワ州とバンテン州

同2州の電力系統はジャワ・マドゥラ・バリ相互連系の一部をなすものである。負荷需要は、500kVと150kVの送電網から供給する他に、PLTU/PLTGU Suralaya, PLTU/PLTGU Muara Tawar, PLTA Saguling, PLTA Cirataからも供給している。

同2州の2007年までの販売電力量は、32,203.1GWh程度に達している。その内訳は、社会用408.8GWh（1.27%）、家庭用10,115.1GWh（31.41%）、商業用12,324.8GWh（7.22%）、産業用18,894.5GWh（58.67%）、公共用459.9Wh（1.43%）であった。（世帯）電化率は、西ジャワ州が64.95%、バンテン州が72.11%であった。村落電化率は、西ジャワ州が99.7%、バンテン州が99.90%であった。

ジャカルタ特別州

同州の電力は主にジャワ・マドゥラ・バリ連系系統からの送電線（SUTET(500kV)とSUTT(150kV&80kv)）で供給されている。またこの他に、PLTU-PLTGU Muara Karang& Priokからも供給がある。

同州の2007年の販売電力量は、27,777.1GWh程度に達している。その内訳は、社会用804.2GWh（2.90%）、家庭用9,446.6GWh（34.01%）、商業用8,069.6GWh（29.05%）、産業用8,338.4GWh（30.02%）、公共用1,118.3Wh（4.03%）であった。2007年の（世帯）電化率は100%であった。

3. カリマンタン島

東カリマンタン州

同州の電力系統は、1つの連系系統と、複数の独立系統から構成されている。150kVの送電網により連系された系統はマハカム系統と呼ばれている。同州の2007年12月までの最大電力は209.45MWに達している。

同州の2007年の販売電力量は1,405.9GWh程度に達している。その内訳は、社会用41.72GWh（2.97%）、家庭用808.2GWh（57.49%）、商業用322.7GWh（22.95%）、産業用138.5GWh（9.85%）、公共用94.8Wh（6.74%）であった。2007年の（世帯）電化率は68.3%、村落電化率は91.7%であった。

南カリマンタン州と中部カリマンタン州

同2州の電力需要はバリト系統と呼ばれる150kV送電網で連系された系統と複数の独立系統から供給されている。最大電力は2007年に282.75MWであった。

同地域の2007年の販売電力量は1,531.2GWh程度に達している。その内訳は、社会用37.6GWh（2.46%）、家庭用915.1GWh（59.76%）、商業用291.8GWh

(19.05%)、産業用 188.7GWh (12.32%)、公共用 98.1Wh (6.41%) であった。
(世帯) 電化率は南カリマンタン州で 71.39%、中部カリマンタン州で 44.33% であった。村落電化率は南カリマンタン州で 99.3%、中部カリマンタン州で 87.9% であった。

西カリマンタン州

同州の電力需要は、連系系統と複数の孤立系統から供給されている。150kV 送電網で連結された系統は、カトリストィワ系統と呼ばれている。同州の最大電力は 2007 年で 161.11MW であった。

同州の 2007 年の販売電力量は、877.7GWh に達している。その内訳は、社会用 25.4GWh (2.9%)、家庭用 506.0GWh (57.65%)、商業用 193.4GWh (22.03%)、産業用 75.8GWh (8.64%)、公共用 77.1Wh (8.79%) であった。2007 年の (世帯) 電化率は 45.65%、村落電化率は 95.6% であった。

4. スラウェシ島

北スラウェシ州、中部スラウェシ州、ゴロンタロ州

同 3 州の電力需要は、ミナハサ系統と呼ばれる 150kV 送電網で連系されているものと Gorontalo, Palu, Luwuk, Poso の独立系統及び分散型系統から供給されているものがある。2007 年の同地域の最大電力は 207.29MW に達している。

同地域の 2007 年末までの販売電力量は 1,155.72GWh に達している。その内訳は、家庭用 706.3GWh (61.12%)、商業用 205.8GWh (17.81%)、産業用 97.8GWh (8.47%)、公共用 98.0Wh (8.48%) であった。(世帯) 電化率は、北スラウェシ州が 66.62%、中部スラウェシ州が 47.64%、ゴロンタロ州が 48.70% であった。また村落電化率はそれぞれ 100%、98.0%、95.8% であった。

南スラウェシ州、東南スラウェシ州、西スラウェシ州

同 3 州の電力需要は、南スラウェシ系統と呼ばれる 70Kv と 150kV 送電網で連系されている系統と Palopo-Malili, Kendari, Kolaka, Bau-Bau の独立系統及び分散型系統から供給されている。2007 年の同地域の最大電力は 500.62MW に達している。

同地域の 2007 年の販売電力量は、2,753.5GWh に達している。その内訳は、社会用 80.4GWh(2.92%)、家庭用 1,226.4GWh (44.54%)、商業用 565.6GWh (20.54%)、産業用 685.3GWh (24.89%)、公共用 195.8Wh (7.11%) であった。2007 年 (世

帯) 電化率は、南スラウェシ州と西スラウェシ州が 54.90%、東南スラウェシ州が 38.21%であった。また、村落電化率はそれぞれ 100%と 94.7%であった。

5. ヌサトゥンガラ諸島

西ヌサトゥンガラ州

同州の電力系統は、Lombok, Sumbawa, Bima などの複数の独立系統から構成されている。2007年の最大電力は 90.36MW であった。

同地域の 2007年の販売電力量は 528.9GWh に達している。その内訳は、社会用 24.4GWh (4.62%)、家庭用 354.3GWh (66.99%)、商業用 100.4GWh (18.97%)、産業用 11.7GWh (2.21%)、公共用 38.1Wh (7.21%) であった。2007年の(世帯)電化率は 31.99%、村落電化率は 100%であった。

東ヌサトゥンガラ州

同州の電力系統は、Kupang, Atambua, Ende, Ruteng, Bajawa, Maumere などの複数の独立電源から構成されている。2007年の最大電力は 39.74MW であった。

同地域の 2007年の販売電力量は 305.8GWh に達している。その内訳は、社会用 16.1GWh (5.28%)、家庭用 189.4GWh (61.93%)、商業用 58.5GWh (19.12%)、産業用 8.7GWh (2.84%)、公共用 33.1Wh (10.83%) であった。2007年の(世帯)電化率は 24.24%、村落電化率は 89%であった。

7. マルク島

マルク州と北マルク州

マルク島はマルク州と北マルク州にわかれたが、PLN のサービスは複数の独立系統から構成されるひとつの地域として扱われている。2007年の最大電力は、マルク州が 38.80MW、北マルク州が 13.56MW であった。

同地域の 2007年 12月末までの販売電力量は 417.3GWh に達している。その内訳は、社会用 13.4GWh (3.21%)、家庭用 247.5GWh (59.30%)、商業用 75.7GWh (18.14%)、産業用 5.4GWh (1.29%)、公共用 75.4Wh (18.06%) であった。2007年の(世帯)電化率はマルク州が 55.36%、北マルク州が 47.815%、村落電化率はマルク州が 79.9%、北マルク州が 91.6%であった。

7. パプア州と西パプア州

同 2 州は、Jayapura, Biak, Sorong, Merauke, Manokwari, Timika などの独立系統から構成される系統に含まれている。2007 年の最大電力は 34.30MW であった。

同地域の 2007 年末までの販売電力量は 531.4Wh に達している。その内訳は、社会用 20.1GWh (3.79%)、家庭用 314.7GWh (59.22%)、商業用 141.8GWh (26.68%)、産業用 6.7GWh (1.26%)、公共用 48.1Wh (9.06%) であった。2007 年の (世帯) 電化率は 32.05%、村落電化率は 30.2% であった。

8. 電力供給系統の状況

インドネシアの諸島に存在する電力系統はまだ全てが送電網で連系されているわけではない。現在、連系されているのは 500kV 送電網による全ジャワ・マドゥラ・バリ電力系統だけである。

スマトラ島では、ナングロアチェダルッサラム州と北スマトラとを接続する北部スマトラ系統は 275kV 送電網で連系されているが、全てが接続されているわけではない。西部スマトラ電力系統とリアウを結ぶ電力系統は既に良好に統合されている。南部スマトラ電力系統は南スマトラ州、ジャンビ州、ブンクル州、およびランブン州を統合している。当初 Bangko-Lubuk Linggau ルートで送電線用地の問題があったが、2004 年 11 月、問題が解決し、南部スマトラ電力系統が西部スマトラ・リアウ電力系統とスマトラ南部の他州で接続された。さらに 2006 年 8 月に北部スマトラ・南部スマトラ電力系統は 150kV の送電網により統合された。

カリマンタン島の電力系統では、中部カリマンタン州のごく一部と南カリマンタン州が 150kV 送電網で既に接続されている。全カリマンタン電力系統が今後送電網で連系されることが期待される。

スラウェシ島の電力系統は、その多くが独立した系統で供給されているがいくつかの地域では 150kV 送電網で接続されているところもある。

送電網を通じた電力供給系統については添付 I.A から I.D を参照。

第4章 電力供給計画

法律 1985 年 15 号にもとづき、RUKN は、電力需要予測、ユーザー別の供給目標、電化する村の数、電化する世帯の数、電力供給設備、一次エネルギー源の種類、必要な投資について記述したものである。RUKN は PKUK（電力事業権限保持者）と PIUKU（一般電力事業許可保持者）が電力供給事業を行う上でのレファレンスとなるものである。

電力セクターの計画では一般的に、5 年間の電力供給設備計画は、大部分の設備プロジェクトが建設・資金が既に明確な時期に入っているために実施がより確実な計画(*committed project*)である。一方、5 年から 10 年の計画では、量的に電力需要を満たさなければならないが、資金面で不明確なため確実性が下がる。中長期の場合にはその確実性はますます下がることになる。従って、この計画は毎年更新していかなければならない。

1. 電力需要予測

電力需要は、地方経済の発展と人口の増加に伴い上昇していく。地域の経済が発展すれば電力消費も増加する。この状況は、電力供給が十分な量かつ適切な価格で供給されるために可能な限り早期に予測しておかなければならない。電力需要予測に用いる今後 20 年間（2008-2027 年）の経済成長率は、国全体で年平均 6.1%とする。

経済成長のほかに、電力の推移は電化する世帯数という意味において人口の推移にも影響を受ける。国全体での人口増加は、今後 20 年間で年間平均 1.3%、ジャワ・マドゥラ・バリで 1.0%、それ以外の地域では 1.7%と予測する。

上記経済成長率と人口成長率を用いた電力需要成長については表 1 のとおりである。

表 1 需要予測の条件

| No | 条件 | 2008-2027 |
|----|-------------|-----------|
| 1 | 経済成長率 | |
| | ジャワ・マドゥラ・バリ | 6.1% |
| | それ以外の地域 | 6.2% |
| | 国全体 | 6.1% |
| 2 | 人口増加率 | |
| | ジャワ・マドゥラ・バリ | 1.0% |
| | それ以外の地域 | 1.7% |
| | 国全体 | 1.3% |
| 3 | 電力需要増加率 | |
| | ジャワ・マドゥラ・バリ | 10.1% |
| | それ以外の地域 | 8.3% |
| | 国全体 | 9.2% |
| | 弾性率 | 1.5 |

国家電力需要の平均増加率である 9.2%は、これまでの販売電力量制限 (*suppressed demand*)、すなわち、PLN の需要要望者リストに入っている約 6,000MW の容量にも留意したものとなっている。

各州における今後 20 年間の電化率目標を表 2 に示した。

表2 目標電化率(%)

| No. | PROVINSI/DAERAH/ WILAYAH | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|-----|---|-------|------|------|------|------|
| 1. | NAD | 74,91 | 78 | 85 | 100 | 100 |
| 2. | Sumut | 69,32 | 84 | 96 | 100 | 100 |
| 3. | Sumbar | 68,72 | 81 | 95 | 100 | 100 |
| 4. | Riau dan Kepri | 54,66 | 70 | 80 | 90 | 100 |
| 5. | Sumatera Selatan, Jambi dan Bengkulu | 49,58 | 56 | 70 | 80 | 95 |
| 6. | Lampung | 47,66 | 60 | 80 | 91 | 100 |
| 7. | Babel | 72,45 | 80 | 90 | 100 | 100 |
| 8. | Batam | *) | 90 | 100 | 100 | 100 |
| 9. | Jawa-Bali-Madura | 76,11 | 85 | 95 | 100 | 100 |
| 10. | Kaltim | 68,37 | 80 | 94 | 100 | 100 |
| 11. | Kalselteng | 57,86 | 66 | 79 | 96 | 100 |
| 12. | Kalbar | 45,65 | 65 | 81 | 93 | 99 |
| 13. | Sulutenggo | 54,32 | 59 | 68 | 88 | 95 |
| 14. | Sulselrabar | 46,56 | 63 | 70 | 85 | 96 |
| 15. | NTB | 31,99 | 50 | 63 | 70 | 85 |

| No. | PROVINSI/DAERAH/ WILAYAH | 2007 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
|-----|-----------------------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-----------|
| 16. | NTT | 24,24 | 35 | 42 | 69 | 84 |
| 17. | Maluku dan Maluku Utara | 51,59 | 60 | 75 | 90 | 100 |
| 18. | Papua dan Papua Barat | 32,05 | 50 | 63 | 75 | 90 |
| | Total Indonesia | 64,34 | 67,2 | 79,2 | 90,4 | 93 |

*)2007年のバタムの電化率はリアウ・リアウ諸島州の電化率に含まれている。

上記の仮定に基づくとともに、地域開発の均衡化政策に考慮して、ユーザー別の電力需要予測目標を策定した。表3は特にPKUK（電力事業権限保持者）であるPLNからの供給目標を示したものである。

表 3
PLN の販売電力量目標

| 年 | 2008 | 2013 | 2018 | 2023 | 2027 |
|------------------|------|------|------|------|------|
| ジャワ・マドゥラ・バリ(TWh) | 112 | 176 | 282 | 458 | 684 |
| 世帯 | 42 | 77 | 140 | 254 | 408 |
| 商業 | 19 | 35 | 60 | 100 | 147 |
| 産業 | 44 | 53 | 63 | 73 | 82 |
| 公共 | 6 | 11 | 19 | 32 | 49 |
| それ以外の地域 (TWh) | 28 | 41 | 61 | 91 | 129 |
| 世帯 | 14 | 20 | 28 | 40 | 53 |
| 商業 | 5 | 8 | 13 | 23 | 38 |
| 産業 | 6 | 9 | 13 | 19 | 27 |
| 公共 | 3 | 4 | 6 | 9 | 13 |
| 全国(TWh) | 140 | 217 | 342 | 549 | 813 |
| 世帯 | 57 | 97 | 168 | 293 | 459 |
| 商業 | 24 | 43 | 73 | 123 | 185 |
| 産業 | 50 | 62 | 76 | 92 | 108 |
| 公共 | 9 | 15 | 25 | 41 | 61 |

2. 電力供給設備

電源

電力供給容量の開発においては、現実的な成長を指向し、いくつかの地域で生じている電力供給危機の解決を優先する。ローカルエネルギー源の利用を優先しつつリザーブマージン(供給予備力)を満たし、石油燃料系電源の開発をなくしていく。石油燃料系の電源開発は、MFO系燃料を利用した電源の借入により、すでに計画された非石油系電源開発の完了を待ちつつ、短期的(1-2年)な供給危機地域対策に限り、それを実施するものとする。計画済みの非石油系電源が運転となった場合、当該石油燃料系電源は運転をやめる。

新規電源開発は、本 RUKN に基づいて、PKUK(電力事業権限保持者)あるいは PIUKU(一般電力事業許可保持者)が単独で、もしくは協同組合やその他の事業体をパートナーとして実施可能である。本 RUKN の電力需要算定に用いた数値の一つに、リザーブマージンがある。ジャワ・マドゥラ・バリ島のリザーブマージンは、今後 20 年間ににおいては 30%程度とする。またそれ以外の地域の一般的な独立電力系統では 40%と、より大きいリザーブマージンの値を用いている。この予測は計画通りに進捗せず遅延するプロジェクトや電力供給設備建設の資金面での障害、延期の可能性も考慮にいたれたものである。

必要な電源開発量は、最大電力需要予測および系統の信頼性と安定性を維持するのに必要なリザーブマージンに基づいたものである。全地域・州の需要の詳細については添付 II.A から II.N を参照。

送電開発

送電系統の開発の基本原則は、電力系統の整備、信頼性の向上を目指し、送電系統および新規電源開発における障害の削減を行うことである。しかし、ジャワ・マドゥラ・バリ系統における 1 万 MW の電源開発加速化プログラム（クラッシュプログラム）の大部分が開発段階にあるため、今後 3 年間は、2009-2010 年に運転開始が予定されている新規電源のための送電開発を優先するものとする。

現在良好に統合されている大規模な電力系統は、ジャワ・マドゥラ・バリ電力系統とスマトラ電力系統である。その他の島の電力系統では、スラウェシは北部と南部地域が既に統合されている。カリマンタン、ヌサトゥンガラ、マルク、パプアなどの電力系統は、特に信頼性向上に配慮して送電開発を行う必要がある。

中期的には、現在 150kV 高圧網で連系されているスマトラ電力系統が、275kV の超高压送電網を用いて全て統合されることが望まれている。大規模電源が投入されることで、長期的にはカリマンタンとスラウェシの電力系統も整備されることが期待されている。

ジャワ・マドゥラ・バリ系統の開発は 500kV と 150kV の送電系統で、それ以外の系統では 275kV、150kV、70kV の送電系統による開発となる。ジャワ・マドゥラ・バリ電力系統とスマトラ電力系統間の連系送電開発は、技術、経済、社会的側面に留意しつつ、検証を行ったあとに実施される。ジャワ島とバリ島の 500kV の送電連系計画は、バリにおける負荷増加の対応策の一つである。

変電所は、送電開発に対応して開発される。変圧器の増設は、変電所の負荷が 70% に達している変電所を優先する。変電所新設は、特定の地域における供給が変電所の負荷の限度である最高 70% を超え、最適容量となっていない場合に検討される。

配電開発

配電設備は、販売電力量の増加を予測したうえで、信頼レベルを維持し、サービスの向上を目的として整備する。

他の電力系統との統合による供給が効率的ではないと判断される場合、独立型の配電網の適用が可能である。独立型の配電網とは、限られたサービス地域と国家送電網（JTN）とが直接連系されておらず、孤立した配電網のことである。

3. 地域別電力需給予測

A. ジャワ・バリ

ジャワ・マドゥラ・バリ

2008-2027年の人口増加率を年1%、地域のGDP成長率を年6.1%とし、2020年の電化率は100%に達すると想定した。同期間の電力需要増加は年平均10.0%で、その内訳は家庭12.6%、公共11.4%、商業11.4%となる。産業については3.4%程度の増加にとどまると予測する。従って、2027年末までのジャワ・マドゥラ・バリの電力消費は684.2TWhに達する。2027年までの最大電力は115,102MWに達することが期待されている。同地域の需要予測は添付IIAを参照。

ジャワ・マドゥラ・バリ系統

ジャワ・マドゥラ・バリ系統は、ジャワ島、マドゥラ島、バリ島の全州に500kVと150kVの送電系統により供給している。ジャワ州とバリ州の連系は150kVの海底ケーブルで接続されており、マドゥラ島についても同様に送電されている。今後20年間の負荷増加率は、年平均10.0%である。同系統の負荷率を75-76%、2027年の総損失を12%と想定すると、2027年の最大電力は115,102MWになると見積もられる。同負荷需要を満たすために、2027年に143,529MWの電源増設が必要である。

系統のリザーブマージンは2027年に30%程度と仮定した。この値は、新規電源開発や民間からの調達が進まない可能性を考慮したものである。2008-2018年の期間に累計で52,266MWの電源増設が必要であり、2018-2027年には143,529MWが必要である。ジャワ・マドゥラ・バリの負荷需要予測は添付II.Aを参照。

B. スマトラ

ナングロアチェダルUSSアラム州

2008-2027年の人口増加率を年平均1.0%、経済成長が年平均5.1%と想定する。これに基づき、2020年には電化率100%が期待される。

2008-2027年の電力需要は年平均9%増加し、2027年には電力需要は8.7TWhに達することが期待されている。同州の大部分の電力は既に北スマトラ州と統合されている。

北スマトラ州

2008-2027年の同州の人口成長は年間1.0%、経済成長は年間6.7%、これに基づき、電化率は2020年に100%に達することが期待されている。

2008-2027年の電力需要は年平均7.3%増加すると予測され、2027年の電力需要は27.2TWhに達することが期待されている。同州とナングロアチェダルッサラム州の電力の大部分は、北部スマトラ系統により賄われている。

西スマトラ州

2008-2027年の人口増加は年0.7%と仮定し、経済成長は年5.1%と想定する。これに基づき、電化率は2020年に100%に達することが期待されている。

2008-2027年の電力需要は年平均7.2%増加すると予測され、2027年の電力需要は6.8TWhに達することが期待されている。同州の電力は、南部スマトラ系統から供給を受けている。

リアウ州とリアウ諸島州

2008-2027年の人口成長は年平均1.98%と仮定し、経済成長は年6.2%と想定する。これに基づき、電化率は2025年に100%に達することが期待されている。

2008-2027年の電力需要は年平均7.4%増加すると予測され、2027年の電力需要は8.1TWhに達することが期待されている。

S2JB(南スマトラ、ジャンビ、ブンクル)

2008-2027年の人口増加を年1.2%、経済成長を年5.7%と仮定すると、電力需要は年平均8.2%増加する。これに基づき、2025年に電化率は95%に達することが期待されている。

2008-2027年の電力需要は年平均8.2%増加し、2027年の電力需要は14.7TWhに達することが期待されている。

ランブン州

ランブン州の今後の電力需要に影響を及ぼしうる 2008-2027 年の同州の人口増加は年 0.9%、経済成長は年 6.2%、電力需要は年 10.3%増加すると予測され、2027 年の電力需要は 11.1TWh に達することが期待されている。また、2025 年に電化率は 100%に達すると想定される。ランブン州は南部スマトラ系統から供給を受けており、数年後にはスマトラ系統は 275kV 送電網により連系されることが期待されている。

スマトラ系統電力需給バランス

現在、スマトラ系統は 150kV の高圧送電線で連系されており、今後、275kV の送電線で連系できることが期待されている。2008-2027 年の最大電力に対するリザーブマージンを 40%と想定する。同期間に 19,833MW の新規電源容量増設が必要である。スマトラ地域の負荷需要予測は添付 II.B を参照。

ジャワ・マドゥラ・バリ系統とスマトラ系統との連系送電開発努力は、技術、経済、社会的側面を考慮しつつ検証を行った上で今後実施が可能である。同 2 系統の連系により、2つの大きな島の経済成長がさらに可能となることが期待されている。

バンカブリトゥン諸島州

今後 20 年での同州の人口増加を年平均 1%、経済成長を 7.5%と仮定すると、電化率は 2020 年に 100%となることが期待されている。電力需要は、年平均 5.8%増加し、2027 年に電力需要は 892GWh に達する。

同州の電力系統は現在まで統合されていない。負荷の増加を予測し、2027 年までの供給安全を確保するためには（リザーブマージンを 40%として）223MW の増設が必要である。同地域の負荷需要予測は添付 II.C を参照。

バタム

電力需要の推移は、地域開発計画、シンガポール/マレーシア地域の経済成長およびバタム・ビントンの連系に基づく。2008-2027 年の人口増加を年平均 4.5%、経済成長を 6.1%とすると、2015 年に電化率が 100%となることが期待されている。

2008-2027 年の需要増加は年平均 9.3%に達し、2027 年までに電力需要は 6.3TWh に達すると期待されている。

2027年の最大電力は1,078MWに増加する。リザーブマージンは2008-2027年を40%と想定した場合、2027年までに1,389MWの増設が必要となる。同地域の負荷需要は添付II.Dを参照。

西カリマンタン州

電力需要に影響を及ぼす指標は人口増加と経済成長である。2027年までの同州の人口増加は年平均1.3%、経済成長は6.2%と見られている。電化率は2025年までに99%に達することが期待されている。電力需要増加は年間7.6%、最大電力は2027年に960MWに達すると想定される。リザーブマージンは2027年まで40%とすると、2027年までに1,281MWの新規電源容量が必要となる。負荷需要予測は添付II.Eを参照。

東カリマンタン州

今後20年間の人口増加は年平均1.7%、経済成長は6.2%と想定される。これに基づき、2008-2027年の電力需要増加は年平均7.8%である。2027年の最大電力は1,394MWに達すると想定される。同州の電化率は2020年に100%に達するとみられている。

リザーブマージン40%で2027年までの負荷増加を満たすために、1,852MWの新規電源が必要である。同地域の負荷需要予測は添付II.Fを参照。

東カリマンタン系統向けの送電系統開発は信頼性の向上と複数の系統に生じているボトルネックの解消を指向する。

南カリマンタン・中部カリマンタン系統 (Kaselteng)

2027年までに同系統は急速に発展するものと見られている。2008-2027年の人口増加を年平均2.4%、経済成長を6.2%と仮定すると、電化率は2025年に100%に達することが期待されている。電力需要増加は年平均9.7%、最大電力は2027年に2,230MWに達する。

リザーブマージンを40%とした場合、2027年までの負荷需要を満たすためには2,979MW程度の新規電源容量の増設が必要である。同地域の負荷需要予測は添付II.Gを参照。

同系統の送電系統開発は信頼性の向上と複数の系統に生じているボトルネックの解消を指向する。

D. スラウェシ

北スラウェシ、中部スラウェシ、ゴロンタロ電力系統 (Suluttenggo)

2008-2027年の人口増加は年1.3%、経済成長は年6.8%、これに基づき、電化率は2025年に95%に達することが期待されている。

同3州が統合された場合、電力需要増加は年7.9%、最大電力は2027年に1,237MWに達する。リザーブマージンを40%とした場合、2027年に1,606MWが必要となり、累計で系統容量が1,731MWに達していることが期待される。同地域の負荷需要予測は添付II.Hを参照。

同系統の送電系統開発は信頼性の向上と複数の系統に生じているボトルネックの解消を指向する。

南スラウェシ、東南スラウェシ、西スラウェシ電力系統 (Sulserabar)

2008-2027年の人口増加は年1.1%、経済成長は年6.7%、これに基づき、電化率は2025年に96%に達することが期待されている。

同3州が統合できれば、電力需要増加は年平均7.2%、最大電力は2027年に2,516MWに達する。リザーブマージンを40%とした場合、2027年に3,196MWの増量が必要となる。同地域の負荷需要予測は添付II.Iを参照。

同系統の送電系統開発は信頼性の向上と複数の系統に生じているボトルネックの解消を指向する。長期的には、スラウェシ送電網の草分けとして500kVと275kVの送電線を用いた送電開発が期待されている。

E. ヌサトゥンガラ

西ヌサトゥンガラ州

2027年までの人口増加は年平均1.2%、地域のGDB成長は年6.7%と想定され、これに基づき、電化率は2025年に85%に達することが期待されている。

2027年までの電力需要増加は年平均8.3%、最大電力は2027年までに622MWに達する。リザーブマージンを40%とすると、2027年までに820MWの増量が必要となる。同地域の負荷需要予測は添付II.Jを参照。

東ヌサトゥンガラ州

2027年までの人口増加は年平均1.1%、地域のGDB成長は年間6.4%と想定し、これに基づき、電化率は2025年に84%に達することが期待されている。

2027年までの電力需要増加は年平均7.2%、最大電力は2027年までに306MWに達する。リザーブマージンを40%とすると、2027年までに403MWの増量が必要となる。同地域の負荷需要予測は添付II.Kを参照。

F. マルク

マルク州と北マルク州

同地域の2027年までの人口増加は年2.4%、経済成長は年6.2%、これに基づき、電化率は2025年に100%に達することが期待されている。同系統では2027年までに年7.1%の需要増加が予測されている。また、最大電力は2027年までに329MWに達するとみられている。

(リザーブマージンを40%とすると)2027年までに435MWの増量が必要となる。同地域の負荷需要予測は添付II.Lを参照。

G. パプア

2027年までの人口増加は年1.9%、経済成長は年1.9%、これに基づき、電化率は2025年に90%に達することが期待されている。2027年までの電力需要増加は年平均6.5%、最大電力は2027年までに414MWに達する。

(リザーブマージンを40%とすると)2027年までに562MWの増量が必要となる。同地域の負荷需要予測は添付II.Mを参照。

4. 国家電力需要

前述した全地域・系統・エリアの電力需要データを統合すると、今後20年における国全体での電力需要、年平均9.2%の増加となる。2027年の電力消費は813.3TWhに達することが期待されている。また、国全体での2027年の最大電力は141.9GWと想定される。従って、2027年までに少なくとも178.1GWの電源増設が必要である。全国の負荷需要予測は添付II.Nを参照。

5. 発電用一次エネルギー利用計画

電源用一次エネルギー需要は、最小コスト(*least cost*)のエネルギーを用いるように計画される。1万 MW の石炭電源開発加速化プログラムを通じ、10年間で石炭利用の割合が2008年の45%から2018年に63%に高まり、ベースロードを担うことになる。国内の石炭埋蔵量のポテンシャルが十分なことから、2010年までの生産計画は年間1億8400万トンに達することを考慮した上である。石炭利用は2018年までに63%に達することで、採掘場所から送り元の港湾への陸水運、石炭積荷ターミナル (*shipping*)、海洋(*barging*)、受け手側の石炭ターミナル(*receiving*)など“Coal Handling”のためのインフラの整備が必要である。

石炭利用が高まる一方、石油燃料の利用は大幅に削減され、2008年の26%から2018年には2%へと減少する。これは、石油燃料価格が高値傾向にあり、発電コストに影響をもたらすためである。

地熱発電は、今後10年でわずか7%、2008年の5%から2018年に12%に増えるにとどまる。地熱開発の大きな問題である保護林地域での開発問題が解決すれば、現在エネルギー鉱物資源大臣が定めた、以下の12の地熱開発地域(WKP)において、地熱開発は大幅に増えることになる：

1. ナングロアチェダルッサラム州、Aceh Besar 県、Seulawah Agam 地域(160 MWe)
2. 北マルク州 Halmahera Barat 県、Jailolo 地域(75MWe)
3. 東ジャワ州 Ponorogo 県と Madiun 県、Telaga Ngebel 地域(120MWe)
4. 中部ジャワ州 Semarang 県と Kendal 県、Gunung Ungaran 地域(100MWe)
5. 西ジャワ州 Sumedang 県と Subang 県、Gunung Tampomas 地域(100MWe)
6. 西ジャワ州 Sukabumi 県 Cisolok Sukarame 地域(30-45MWe)
7. 西ジャワ州 Gunung Tangkuban Peragu, Lembang 地域(100MWe)
8. ナングロアチェダルッサラム州 Jaboi, Sabang 地域(30MWe)
9. 東ヌサトゥンガラ州 Ende 県 Sokoria 地域(30 MWe)
10. 西ヌサトゥンガラ州 Solok 県 Gunung Talang 地域(36MWe)
11. 東ジャワ州 Banyuwangi 県と Situbondo 県、Blawan-Ijen 地域(270MWe)
12. 西ヌサトゥンガラ州 Dompu 県 Hu'u Daha 地域(65MWe)

12の開発地域が定められたことで、当該地域における地熱開発は入札により事業体に開放された。

2008年のガス利用は17%であるが、ガスとインフラの確保の問題で、2018年も変わらず17%であると予測されている。PLTGU Bojonegara と LNG ターミナルの操業により、LNG の利用は2015年から開始されると予想されており、これにより、2018年にその割合は2%程度となる。

水力の利用は1%程度減少し、2008年の7%から2018年には6%程度になる。これは、水力発電（PLTA）開発が流れ込み式発電（run of river）の開発に重点を置き、環境や社会に対する問題を抱えるダム開発を減らすことによるものである。また、水力の利用の減少は、河川上流の開発による水量の減少による発電所の発生電力量の低下にも起因している。

地熱と水力エネルギーポテンシャルは、発電用一次エネルギーとして多く存在することから、特に当該ポテンシャルを有する地域においては、出来る限り利用する。再生可能エネルギーによる電源開発促進プログラムを通じて開発するものとする。

発電用一次エネルギーの割合の推移について表4に示した。

表4
発電用一次エネルギーの構成比率(%)

| 一次エネルギー | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2016 | 2018 | 2017 | 2018 |
|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 石炭 | 45 | 48 | 62 | 66 | 65 | 64 | 64 | 65 | 64 | 64 | 63 |
| 石油燃料 | 26 | 19 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 地熱 | 5 | 5 | 5 | 6 | 8 | 9 | 10 | 11 | 10 | 11 | 12 |
| ガス*) | 17 | 21 | 21 | 19 | 19 | 19 | 18 | 16 | 18 | 17 | 17 |
| 水力 | 7 | 7 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |

*2015年から利用開始が見込まれている LNG も含む

6. 地方電化プログラム

中央統計局のデータに基づけば、発展した地域、後進地域、遠隔・孤立地域を含め、2007年までにインドネシア全土における村落の数は71,555村存在する。このうち、電力供給されているのは65,776村（91.9%）である。つまり5,779村、8.1%がまだ電力の供給を受けていないことになる。

目標は2015年までに100%の村落を電化し、2020年までに世帯電化率を67.2%にすることである。すなわち、1年に100万戸を新規に電化しなければならない。ローカルエネルギー、特に新・再生可能エネルギーは、当該エネルギーに競争力があれば、地方電化において優先して利用される。2015年の電化率は79.2%に達することが期待されている（表2参照）。しかし、ナングロアチェダルッサラム、北スマトラ、西スマトラ、バンカブリトゥン、ジャワ・マドゥラ・バリ、東カリマンタンなど負荷が集中した大きな州においては、2020年に100%に達することが期待されている。

第5章 エネルギー資源ポテンシャル

1. 発電用エネルギー源の利用

石炭

石炭燃料の発電への利用は、現在 8.570MW 程度の発電容量であり、最もコストが安く、国内の石炭量が十分であり、ポテンシャルが高いため、ジャワ・マドゥラ・バリ系統のベースロードを担うものとして計画されている。

2007年の地質庁の統計・ディレクトリによれば、インドネシアの石炭資源は 931億トンに達しており、埋蔵量は 161億トン、その内訳は、推定埋蔵量が 108億トン、確認埋蔵量が 53億トンである。低質炭(5,100 カロリー/グラム未満)は利用されていないものが 209億トン程度、特にスマトラ島(189億トン)とカリマンタン(21億トン)に存在しており、クラッシュプログラムの電源に利用できる。

インドネシアにおける石炭開発の大きな障害のひとつは、石炭火力の環境に対する影響であり、特に今後ジャワ島では石炭開発と電源センターへの石炭輸送が課題となっている。ジャワ島の負荷需要を満たすために、スマトラ島にて石炭火力発電所を開発し、ジャワ島に送電するという選択肢がある。

天然ガス

経済性の観点から、ガス燃料による発電はミドルロードを担うものとされるが、ジャワ・マドゥラ・バリ系統のコンバインドサイクル発電 (PLTGU) は *Take or Pay* 方式の購入契約となっているため、実際にはベースロードとして運転されている。

2007年の地質庁の統計・ディレクトリによれば、インドネシアの天然ガス資源は 164.99TSCF に達し、うち、確認埋蔵量は 106.01TSCF、潜在埋蔵量は 58.98TSCF である。

石油

小規模かつ孤立した需要地やガスの供給を待っている PLTG と PLTGU を除き、発電用のエネルギー源としての石油燃料の利用は出来る限り回避、削減していくものとする。石油ガス総局のデータによれば、石油資源は 8,403.31MMSTB 程度、うち確認埋蔵量は 3,988.74MMSTB、潜在埋蔵量は 4,414.57MMSTB であった。

水力

水力は、ますます増加する電力需要を満たすために十分に大きなポテンシャルであり 42,853.3MW を有する。そのポテンシャルは電力安定供給のために最大限活用する必要がある。

地熱

地熱ポテンシャルは 27.5GWe に達すると推定されており、全土 256 ヶ所に分布しているポテンシャルは世界の 40% を占め、世界最大である。地熱の推定賦存量は、10,835MWe であり、最大は北スマトラ州(1,384MWe)、西ジャワ(1,452MWe)、ランブン(1,072MWe) である。確認埋蔵量は 2,287MWe であり、最大は西ジャワの 1,535We である。

現在運転されている地熱発電容量は 1,052MWe で、これは現存ポテンシャルの 3.8% 程度であり、その大部分がジャワ・マドゥラ・バリ系統で運転されているものである。5,998MW 程度の地熱発電の開発を行い、2018 年には 7,050MW となることが期待される。地熱開発にはまだ問題があるものの、再生可能エネルギーで、環境にやさしいことを考慮すると、国家エネルギー政策に基づきその開発を進めていく必要がある。

2. 州のエネルギー資源ポテンシャル

エネルギー資源の種類別の全国のポテンシャルについては添付 III を参照。

ナングロアチェダルッサラム

同州は水力、地熱、石炭、石油、ガスといった発電用の多様なエネルギーポテンシャルが存在する。水力ポテンシャルは、15 カ所、合計 2,626MW に分布している。うち、すでに開発済みのものとしては 89MW の PLTA Peusangan がある。水力ポテンシャルの高い地域としては Jambo Aye の 471MW、Lawe Alas の 268MW、Tampur の 126MW がある。

水力の他に、地熱も発電用に利用可能なエネルギーであり 17 ヶ所、1,232MWe あるとされており、特に Alue Long-Bangga、Rimba Raya、Simpang Balik、Silih Nara が最大である。

石油と天然ガスについてもそれぞれ 141.28MMSTB と 3.71TSCF のポテンシャルが存在する。また、石炭のポテンシャルは 450.15 百万トンである。

北スマトラ

同州で発電利用可能なポテンシャルとして、13ヶ所に12MWの水力が、また、すでに埋蔵量が確認されている Lau Debuk-Debuk/Sibayak, Sarula, Namora Ilangit を含む16ヶ所に推定3,345MWeの地熱が存在する。

石油のポテンシャルは128.68MMSTB、天然ガスが1.32TSCF、石炭が53.95百万トンである。

西スマトラ

同州は、石炭と地熱ポテンシャルを有している。石炭埋蔵量のポテンシャルは732.16百万トン、地熱は16ヶ所に1,656MWeある。

リアウ・リアウ諸島

同2州のポテンシャルとしては、リアウに石油が4,155.67MMSTB、Natuna 諸島に326.15MMSTB、ガスがNatuna 諸島に53.06TSCF、リアウ本土に7.96TSCFある。また、石炭のポテンシャルは1,767.54百万トン、地熱は推定で25MWe、水力が949MWである。

ジャンビ

同州のポテンシャルとしては、石炭が2,069.07百万トン、地熱が8ヶ所に1,047MWe、水力がKerinci 県に370MWある。

ブンクル

同州のポテンシャルとしては、石炭が198.65百万トン、地熱がTambang Sawah, B.Gedung Hulu Lais, Suban Gergok. Lebaong Simpang の4ヶ所に1,273.MWeある。水力は1,000MWに達すると推定されており、すでに210MWのPLTA Musiの建設が完了している。

南スマトラ

同州のポテンシャルとしては、石油が917.36MMSTB、ガスが26.68TSCF、石炭が47,085.08百万トン、地熱が6ヶ所に1,911MWe存在する。

ランブン

同州には、石炭、水力、地熱、バイオマスが発電用エネルギーポテンシャルとして存在する。石炭は 52,463.54 百万トン、水力は 524MW と大規模であり、PLTA Besai で 90MW、Batu Tegi で 28MW がすでに開発されている。まだ利用されていない水力は Danau Ranau の 250MW、Way Semangka Upper 及び Way Semangka Lower で 152MW に達するとみられている。地熱ポテンシャルも非常に高く、Ulu Belu, Suoh Antatai, G. Sekicau, Wai Ratai をはじめとして 2,855MWe に達するとみられている。最初の段階で確認された容量は 20MW である。

バンカブリトゥン

同州は PLN のディーゼル発電に大きく依存しており、エネルギーポテンシャルの開発が非常に重要である。地熱ポテンシャルは 75MWe あるが、まだ推定レベルにとどまっている。

東カリマンタン

同州のポテンシャルとしては石油が 768.86MMSTB、ガス 21.49TSCF、石炭 40,195.57 百万トン、水力が 5,916MW がある。また、バイオマス、太陽光、風力などの再生可能エネルギーが Tarakan 海岸に存在する。

中部カリマンタン

同州は、インドネシアの中で最も多様で多くのエネルギー源を有する地域のひとつである。特に PLN の電力網が届かない後進村落で開発可能なのは石炭、マイクロ水力、バイオマス、風力である。石炭は 1,586.34 百万トン、水力が 1,300.7MW のポテンシャルがある。

南カリマンタン

同州は発電に利用できる多様なエネルギーポテンシャルを有している。石炭が 12,095.83 百万トン、バイオマス 133.201kW、籾殻が 1,345,680 トン、ヤシ殻が 1,295,505 トン、太陽光が 23-69%、風力が 20-24 ノット、水力が 131MW のポテンシャルがある。

西カリマンタン

同州のポテンシャルとしては、石炭、水力、泥炭がある。石炭は 527.52 百万トンが複数の地域に分布している。また開発可能な水力は PLTA Ng. Pinoh の 138MW、PLTA Pade Kembayung の 40MW、PLTA Sibat の 21MW がある。地熱ポテンシャル

は3カ所に45MWeであるが、まだ推定レベルである。

西ヌサトゥンガラ

同州のポテンシャルは比較的小さく、地熱が3カ所で114MWe、水力が149MWである。

東ヌサトゥンガラ

同州のポテンシャルは地熱、水力、風力である。地熱は19ヶ所に1,266MWeあり、PLTP Ulumbu 2×6MWとPLTP Mataloko 2×2.5MWの2プロジェクトが現在開発中である。水力ポテンシャルは143MW、風力ポテンシャルは調査済みのものはDesa Nangaliliに0.1MWある。

南スラウェシ

同州には発電エネルギーとして利用可能な石油、石炭、水力（PLTA、ミニ水力、マイクロ水力）、地熱がある。石油のポテンシャルは95.36MMSTBある。

また石炭のポテンシャルは231.12百万トンあり、石炭はブリケットの形態で家庭や小規模産業用の燃料に利用されはじめている。

水力（PLTA）のポテンシャルは複数の県に散在しており、設備容量は3,200MWである。ミニ水力（PLTM）のポテンシャルは複数の件の21ヶ所に合計102,097kWある。また、マイクロ水力（PLTMH）のポテンシャルは3,037.3kW、51ヶ所に分布している。地熱ポテンシャルは17ヶ所に398MWeある。

北スラウェシ

同州のポテンシャルは、地熱と水力である。地熱は5ヶ所に793MWe、水力は160MWである。また、石油については、規模についてさらに調査が必要な石油溝が確認されている。

中部スラウェシ

同州のポテンシャルとしては水力（PLTA、ミニ水力、マイクロ水力）、石炭、天然ガス、地熱がある。石炭は1.98百万トンである。水力では大規模水力が759MWあり、Donggala・Palu県には74.8MW、Poso県には684MW存在する。小規模（ミニ水力）としては、0.5-3MW程度のものが複数の県に分布しており、合計容量は26.45MW程度に達する。地熱については15ヶ所、378MWeが確認されており、他

に推定量が4カ所、103MWeである。また、天然ガスポテンシャルは7.76TSCFである。

東南スラウェシ

同州には、電源向けに利用できるポテンシャルとして水力（PLTA、マイクロ水力）と地熱がある。

水力（PLTA）は開発可能な設備容量が270MW程度あり、小規模（ミニ水力）が30.33MW、複数の県にわたり分布している。地熱ポテンシャルも大きく、総容量は276MWeとみられており、うち推定量として12県に51MWe存在するとされる。

ゴロンタロ

同州のポテンシャルとしては Sungai Bone 1,2,3、Randagan に水力が90MW、マイクロ水力が14カ所、514kW、風力が15-20ノット、地熱が2ヶ所に185MWe、うち推定容量が110MWe存在する。

マルクと北マルク

同州はSeram島の27ヶ所に217MWの発電能力を有するとみられる水力ポテンシャルが存在する。また、地熱ポテンシャルは734MWeあり、内訳は北マルク州に329MWe、マルク州に405MWeである。また、石炭については、北マルク州に2.13百万トン、石油は北マルク州に97.75MMSTB、天然ガスはマルク州に6.31TSCFのポテンシャルがある。

パプア・西パプア

同2州のポテンシャルとしては、石炭が153.42百万トン程度（パプアが2.16百万トン、西パプアが151.25百万トン）、石油が西パプアに121.15MMSTB、ガスは西パプアに24.14TSCF、地熱はパプアに50MWe、水力はパプアに24.974MWある。

バリ

同州のポテンシャルとしては、水力が20MW程度、地熱が5ヶ所に296MW、加えてバイオマスと太陽光がある。水力はPLTA Ayungの20MWが開発可能である。また、200MWeに達するとみられるPLTP Bedugulのポテンシャルも開発可能である。

東ジャワ

同州のポテンシャルとしては、天然ガス、石油、石炭、水力、地熱がある。開発可能なガスポテンシャルは 6.39TSCF、石油は 954.26MMSTB、石炭が 0.08 百万トン、水力が 10MW、地熱は推定ポテンシャル 774MWe を含め、11 ヶ所、1,204MWe に達するとみられている。

中部ジャワ

同州のポテンシャルとしては、水力が 24MW、地熱が 14 ヶ所に 1,626MWe、石炭 0.82 百万トンが開発可能である。

西ジャワ

同州には発電用に多様なエネルギー源があり、水力については大部分がすでに開発済みである。さらに、地熱、石油 696.79MMSTB、ガス 6.18TSCF がある。開発可能な地熱ポテンシャルは 40 ヶ所、5,966MWe とみられている。

バンテン

同州は 5 ヶ所、750MWe のポテンシャルが発電用に開発可能である。また石炭ポテンシャルについては 13.31 百万トンに達すると想定される。

各州の電源向けエネルギーポテンシャルについては、表 5 を参照。

表 5
エネルギーポテンシャルデータ

| No. | Wilayah | エネルギー | | | | | |
|----------------------|-----------------------|------------------|-------------------|------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|
| | | 石炭 1) (百万トン) | 天然ガス 2) (TSCF) | 石油 2) (MMSTB) | 地熱 1) (ヶ所) (Mwe) | 水 3) (MW) | |
| Sumatera | | | | | | | |
| 1. | NAD | 450,15 | 3,71 | 141,28 | 17 | 1.232 | 2.626 |
| 2. | Sumatera Utara | 53,94 | 1,32 | 128,68 | 16 | 3.345 | 12 |
| 3. | Sumatera Barat | 732,16 | - | - | 16 | 1.656 | - |
| 4. | Riau dan Kep. Riau | 1.767,54 | 7,96 | 4.155,67 | 1 | 25 | 949 |
| 5. | Kep. Natuna | - | 53,06 | 326,15 | - | - | - |
| 6. | Batam | - | - | - | - | - | - |
| 7. | Bangka Belitung | - | - | - | 3 | 75 | - |
| 8. | Jambi | 2.069,07 | - | - | 8 | 1.047 | 370 |
| 9. | Bengkulu | 198,65 | - | - | 4 | 1.273 | 1.000 |
| 10. | Sumatera Selatan | 47.085,08 | 26,68 | 917,36 | 6 | 1.911 | 9 |
| 11. | Lampung | 52.463,54 | - | - | 13 | 2.855 | 524 |
| Jawa-Bali | | | | | | | |
| 1. | Banten | 13,31 | - | - | 5 | 750 | - |
| 2. | DKI Jakarta | - | - | - | - | - | - |
| 3. | Jawa Barat | - | 6,18 | 696,79 | 40 | 5.966 | 66,18 BM [†] |
| 4. | Jawa Tengah | 0,82 | - | - | 14 | 1.626 | 24 |
| 5. | D.I. Yogyakarta | - | - | - | 1 | 10 | - |
| 6. | Jawa Timur | 0,08 | 6,38 | 954,26 | 11 | 1.204 | 10 |
| 7. | Bali | - | - | - | 5 | 296 | 20 |
| Nusa Tenggara | | | | | | | |
| 1. | NTE | - | - | - | 3 | 114 | 149 |
| 2. | NTT | - | - | - | 19 | 1.266 | 143 |
| Kalimantan | | | | | | | |
| 1. | Kalimantan Timur | 40.195,57 | 21,43 | 768,86 | - | - | 5.916 |
| 2. | Kalimantan Barat | 527,52 | - | - | 3 | 45 | 199 |
| 3. | Kalimantan Selatan | 12.095,83 | - | - | - | - | 131 |
| 4. | Kalimantan Tengah | 1.586,34 | - | - | - | - | 1.300,7 |
| Sulawesi | | | | | | | |
| 1. | Sulawesi Utara | - | - | - | 5 | 793 | 160 |
| 2. | Gorontalo | - | - | - | 2 | 185 | 90 |
| 3. | Sulawesi Tengah | 1,98 | 7,76 | - | 15 | 378 | 759 |
| 4. | Sulawesi Tenggara | - | - | - | 12 | 276 | 270 |
| 5. | Sulawesi Selatan | 231,12 | - | 96,36 | 17 | 398 | 3.200 |
| Maluku | | | | | | | |
| 1. | Maluku | - | 6,31 | - | 9 | 405 | 217 |
| 2. | Maluku Utara | 2,13 | - | 97,75 | 9 | 329 | - |
| Papua | | | | | | | |
| 1. | Papua | 2,16 | - | - | 2 | 50 | 24.974 |
| 2. | Papua Barat | 151,26 | 24,14 | 121,15 | - | - | - |
| Total Jumlah | | 83.668,81 | 164,88 | 8.493,31 | 268 | 27.610 | 42.863,3[†] |

付記：

- 1) 出所：2007年地質庁統計・ディレクトリ
- 2) 出所：石油ガス総局、2007年
- 3) 出所：各種資料を加工
- *) 西ジャワの水力ポテンシャルを含まず

TSCF: Trillion Standard Cubic Feet

MMSTB: Million Stock Tank Barrels

MW: Mega Watt

BM: Million Meter Cubic

第6章 投資資金の必要性

2008-2027年に計画された発電、送電、配電、地方電化を含むインドネシア全土の電力供給設備の増設を実施するためには、電源投資に172,271百万米ドル（1MWの投資に必要な金額が100万米ドルとして計算）、2008-2018年の送電・変電所投資に24,292百万米ドル、配電投資に12,144百万米ドルが必要となる。

必要な資金は、二国間及び多国間の融資による政府と PLN の資金で賄うことが可能である。また、国内外の民間セクターの参加も必要である。

ジャワ・マドゥラ・バリ（JAMALI）系統については、2027年までの間で電源投資に140,750百万米ドルの資金が必要であり、送電・変電所用には2018年までに22,254百万米ドルが必要である。中低圧網の拡張、配電変圧容量の増設、新規需要家への接続のための配電網と配電設備開発用には2008-2018年までに8.553百万米ドル程度が必要である。同系統で必要な資金の詳細は表6の通り。

ジャワ・マドゥラ・バリ以外の系統については、電源投資として2027年までに31,521百万米ドルが必要である。また、送電網については2008-2018年までに2,037百万米ドルが必要となる。配電開発としては、2008-2018年に中低圧網の拡張、配電変圧容量の増設、新規需要家への接続のために3,591百万米ドルが必要である。必要な資金の詳細は表6の通り。

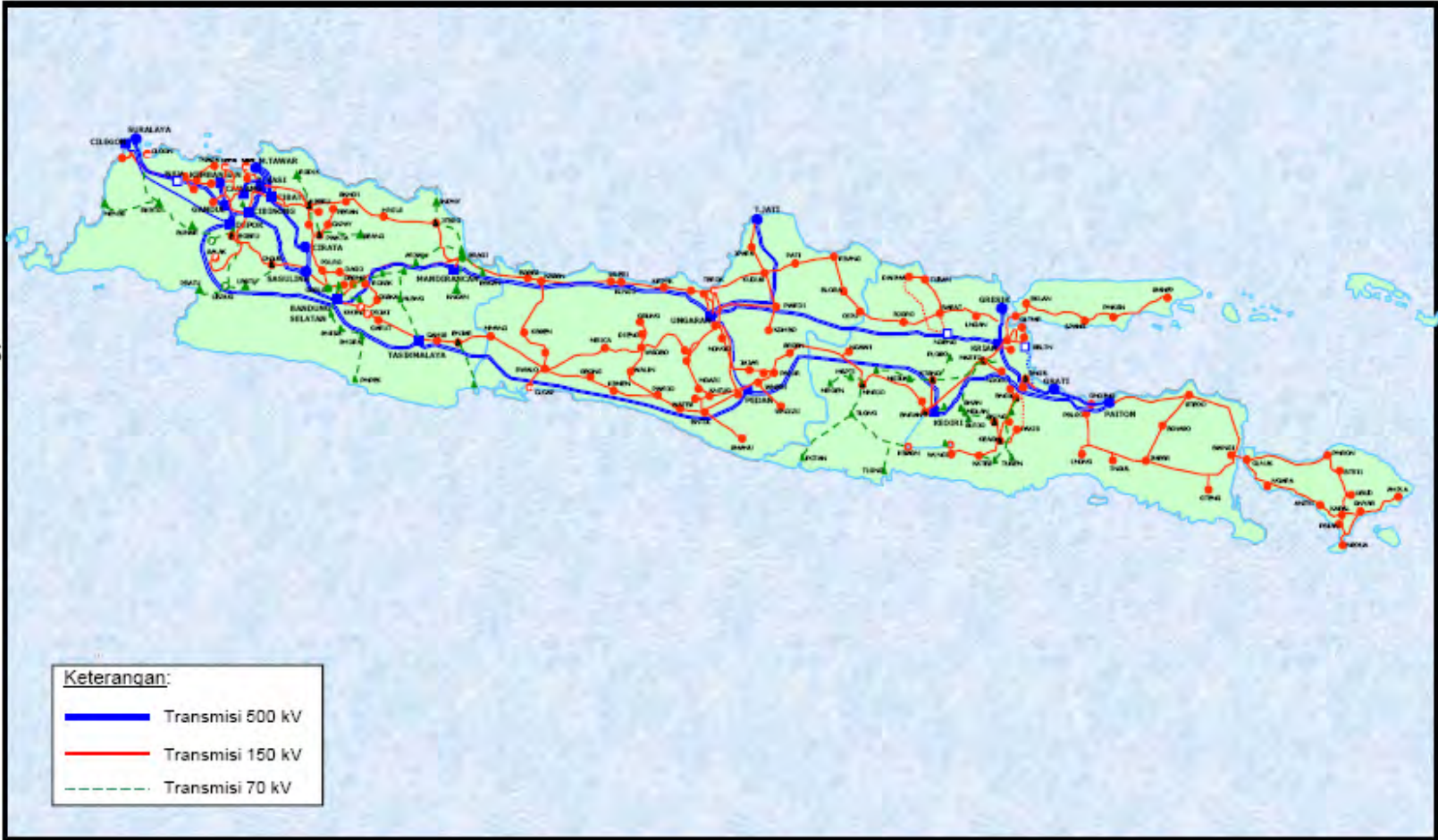
表6
2008-2027年までの電力供給設備に必要な資金(百万米ドル)

| 設備 | ジャワ・マドゥラ・バリ | ジャワ・マドゥラ・バリ 以外 | 合計 |
|-----------|-------------|-------------------|---------|
| 電源 | 140,750 | 31,521 | 172,271 |
| 送電網・変電所*) | 22,254 | 2,037 | 24,292 |
| 配電網*) | 8,553 | 3,591 | 12,144 |

付記：*)送電・配電については2015年まで

添付 I-A

ジャワ・バリ送電網



スマトラ送電網



カリマンタン送電網



スラウェシ送電網



添付 II-A(1/2)

ジャワ・マドゥラ・バリ地域の負荷需要予測

| Urutan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah tangga | 世帯 | GWh 42.478 | 47.794 | 53.778 | 60.565 | 68.257 | 76.964 | 86.814 | 97.953 | 110.445 | 124.467 |
| Publik | 公共 | GWh 6.468 | 7.184 | 7.980 | 8.900 | 9.926 | 11.070 | 12.345 | 13.768 | 15.292 | 16.985 |
| Komersial | 商業 | GWh 19.299 | 21.831 | 24.615 | 27.689 | 31.081 | 34.824 | 38.951 | 43.501 | 48.489 | 53.955 |
| Industri | 産業 | GWh 43.986 | 45.674 | 47.484 | 49.337 | 51.208 | 53.101 | 55.018 | 56.961 | 58.876 | 60.824 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh 112.232 | 122.483 | 133.856 | 146.491 | 160.471 | 175.958 | 193.129 | 212.183 | 233.102 | 256.231 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 9,9 | 9,1 | 9,3 | 9,4 | 9,5 | 9,7 | 9,8 | 9,9 | 9,9 | 9,9 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 | 9,0 | 8,9 | 8,8 | 8,7 | 8,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |
| Produksi | 生産 | GWh 127.383 | 138.896 | 151.659 | 165.828 | 181.493 | 198.833 | 218.043 | 239.343 | 262.706 | 288.516 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 19.389 | 21.141 | 23.084 | 25.240 | 27.624 | 30.264 | 33.188 | 36.430 | 39.966 | 43.914 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 19.980 | 19.580 | 19.257 | 18.662 | 17.639 | 15.421 | 14.057 | 13.151 | 12.441 | 11.118 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 25.205 | 27.483 | 30.009 | 32.812 | 35.912 | 39.343 | 43.144 | 47.358 | 51.981 | 57.088 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 5.225 | 7.903 | 10.752 | 14.151 | 18.273 | 23.922 | 29.086 | 34.207 | 39.540 | 45.971 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 2.447 | 2.678 | 2.648 | 3.399 | 4.122 | 5.650 | 5.164 | 5.121 | 5.333 | 6.430 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

**）必要な電源の設備容量

添付 II-A(2/2)

ジャワ・マドゥラ・バリ地域の負荷需要予測

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
|--------------------------|----------|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah tangga | 世帯 | GWh | 140.213 | 157.904 | 177.784 | 200.131 | 225.254 | 253.504 | 285.270 | 320.995 | 361.172 | 406.359 |
| Publik | 公共 | GWh | 18.866 | 20.954 | 23.274 | 25.850 | 28.712 | 31.890 | 35.420 | 39.340 | 43.694 | 48.530 |
| Komersial | 商業 | GWh | 59.944 | 66.507 | 73.698 | 81.576 | 90.207 | 99.663 | 110.022 | 121.371 | 133.803 | 147.422 |
| Industri | 産業 | GWh | 62.796 | 64.796 | 66.824 | 68.881 | 70.967 | 73.085 | 75.235 | 77.417 | 79.634 | 81.885 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh | 281.820 | 310.151 | 341.579 | 376.437 | 415.140 | 458.141 | 505.947 | 559.123 | 618.303 | 684.197 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 10,0 | 10,1 | 10,1 | 10,2 | 10,3 | 10,4 | 10,4 | 10,5 | 10,5 | 10,7 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 8,5 | 8,4 | 8,3 | 8,2 | 8,1 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 75 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| Produksi | 生産 | GWh | 317.047 | 348.621 | 383.594 | 422.363 | 465.372 | 513.118 | 566.660 | 626.217 | 692.499 | 766.300 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 48.257 | 52.364 | 57.617 | 63.441 | 69.901 | 77.073 | 85.115 | 94.061 | 104.016 | 115.102 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 10.468 | 10.003 | 9.887 | 9.771 | 9.403 | 8.963 | 8.160 | 7.908 | 7.306 | 6.103 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 62.734 | 68.074 | 74.903 | 82.473 | 90.671 | 100.194 | 110.549 | 122.279 | 135.221 | 149.632 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% | 30% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 52.266 | 58.070 | 65.016 | 72.702 | 81.468 | 91.231 | 102.490 | 114.370 | 127.915 | 143.529 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 6.296 | 5.804 | 6.945 | 7.687 | 8.766 | 9.764 | 11.258 | 11.881 | 13.545 | 15.613 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-B(1/2)

スマトラ地域の負荷需要予測

| URAIAN | | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|------------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | | |
| Aceh | 需要 | GWH | 1.098 | 1.230 | 1.378 | 1.546 | 1.733 | 1.942 | 2.176 | 2.435 | 2.717 | 3.030 |
| Sumatera Utara | アチェ | GWH | 6.090 | 6.532 | 7.008 | 7.543 | 8.124 | 8.756 | 9.441 | 10.183 | 11.020 | 11.939 |
| Riau | 北スマトラ | GWH | 2.055 | 2.227 | 2.412 | 2.614 | 2.831 | 3.062 | 3.306 | 3.564 | 3.841 | 4.139 |
| Sumbar | リアウ | GWH | 2.014 | 2.168 | 2.332 | 2.510 | 2.698 | 2.897 | 3.108 | 3.329 | 3.558 | 3.796 |
| S2JB | 西スマトラ | GWH | 2.906 | 3.099 | 3.305 | 3.535 | 3.783 | 4.053 | 4.347 | 4.670 | 5.036 | 5.443 |
| Lampung | S2JB | GWH | 1.705 | 1.814 | 1.935 | 2.083 | 2.249 | 2.437 | 2.649 | 2.888 | 3.175 | 3.501 |
| Total Kebutuhan | ランブン | GWH | 15.869 | 17.071 | 18.371 | 19.830 | 21.419 | 23.147 | 25.026 | 27.070 | 29.347 | 31.844 |
| Pertumbuhan | 需要計 | % | 7,0 | 7,6 | 7,6 | 7,9 | 8,0 | 8,1 | 8,1 | 8,2 | 8,4 | 8,5 |
| Susut & Losses (T&D) | 成長 | % | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 損失 (送配電) | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 自己消費損失 | % | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 |
| Faktor Beban | 損失計 | % | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | 負荷率 | GWH | 18.011 | 19.359 | 20.814 | 22.448 | 24.225 | 26.156 | 28.255 | 30.536 | 33.074 | 35.857 |
| Beban Puncak | 生産 | MW | 3.316 | 3.564 | 3.832 | 4.133 | 4.460 | 4.816 | 5.202 | 5.622 | 6.090 | 6.602 |
| Kapasitas Existing *) | 最大負荷 | MW | 2.842 | 2.785 | 2.729 | 2.675 | 2.621 | 2.569 | 2.518 | 2.467 | 2.418 | 2.370 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 既存容量*) | MW | 4.643 | 4.990 | 5.365 | 5.786 | 6.244 | 6.742 | 7.283 | 7.871 | 8.525 | 9.243 |
| RESERVE MARGIN | 必要な容量**) | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 予備電力 | MW | 1.801 | 2.205 | 2.636 | 3.111 | 3.623 | 4.173 | 4.766 | 5.404 | 6.108 | 6.873 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 追加電力量 年間追加電力量 | MW | 341 | 404 | 431 | 476 | 512 | 550 | 592 | 638 | 704 | 766 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-B(2/2)

スマトラ地域の負荷需要予測

| URAIAN | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Aceh | アチェ | GWH | 3.378 | 3.763 | 4.189 | 4.661 | 5.184 | 5.762 | 6.401 | 7.107 | 7.887 | 8.747 |
| Sumatera Utara | 北スマトラ | GWH | 12.945 | 14.044 | 15.244 | 16.552 | 17.976 | 19.525 | 21.208 | 23.035 | 25.017 | 27.166 |
| Riau | リアウ | GWH | 4.445 | 4.772 | 5.116 | 5.479 | 5.861 | 6.264 | 6.686 | 7.132 | 7.600 | 8.093 |
| Sumbar | 西スマトラ | GWH | 4.044 | 4.303 | 4.573 | 4.855 | 5.150 | 5.458 | 5.779 | 6.116 | 6.467 | 6.834 |
| S2JB | S2JB | GWH | 5.899 | 6.412 | 6.992 | 7.651 | 8.403 | 9.267 | 10.261 | 11.409 | 12.742 | 14.692 |
| Lampung | ランブン | GWH | 3.876 | 4.304 | 4.795 | 5.360 | 6.009 | 6.756 | 7.617 | 8.611 | 9.759 | 11.086 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 34.585 | 37.597 | 40.909 | 44.558 | 48.583 | 53.030 | 57.952 | 63.410 | 69.471 | 76.619 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 8,6 | 8,7 | 8,8 | 8,9 | 9,0 | 9,2 | 9,3 | 9,4 | 9,6 | 10,3 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 10,5 | 10,4 | 10,3 | 10,2 | 10,1 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 62 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| Produksi | 生産 | GWH | 38.908 | 42.259 | 45.941 | 49.994 | 54.462 | 59.394 | 64.907 | 71.019 | 77.808 | 85.813 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 7.164 | 7.657 | 8.325 | 9.059 | 9.868 | 10.762 | 11.761 | 12.869 | 14.099 | 15.549 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 2.322 | 2.276 | 2.230 | 2.186 | 2.142 | 2.099 | 2.057 | 2.016 | 1.976 | 1.936 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 10.029 | 10.720 | 11.654 | 12.682 | 13.816 | 15.067 | 16.465 | 18.016 | 19.738 | 21.769 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 7.707 | 8.444 | 9.424 | 10.497 | 11.674 | 12.968 | 14.408 | 16.000 | 17.763 | 19.833 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 834 | 737 | 980 | 1.073 | 1.177 | 1.294 | 1.440 | 1.592 | 1.763 | 2.070 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-C(1/2)

バンカブリトゥン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 231 | 248 | 266 | 280 | 294 | 310 | 326 | 344 | 364 | 386 |
| Komersial | 公共 | GWH | 31 | 32 | 34 | 35 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 |
| Publik | 商業 | GWH | 21 | 24 | 27 | 31 | 35 | 41 | 46 | 53 | 55 | 56 |
| Industri | 産業 | GWH | 28 | 30 | 31 | 33 | 35 | 37 | 39 | 41 | 43 | 46 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 311 | 333 | 358 | 378 | 400 | 424 | 449 | 476 | 501 | 528 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 7,3 | 7,3 | 7,3 | 5,7 | 5,8 | 5,9 | 5,9 | 6,0 | 5,3 | 5,4 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | 生産 | GWH | 348 | 373 | 400 | 422 | 447 | 472 | 500 | 529 | 557 | 586 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 64 | 69 | 74 | 78 | 82 | 87 | 92 | 97 | 103 | 108 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 50 | 49 | 47 | 46 | 44 | 43 | 42 | 40 | 39 | 38 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 90 | 96 | 103 | 109 | 115 | 122 | 129 | 136 | 144 | 151 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 40 | 48 | 56 | 63 | 71 | 79 | 87 | 96 | 104 | 113 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 26 | 8 | 8 | 7 | 8 | 8 | 8 | 9 | 8 | 9 |

2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-C(2/2)

バンカブリトゥン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
|--------------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 409 | 434 | 460 | 487 | 517 | 548 | 581 | 615 | 652 | 688 |
| Komersial | 公共 | GWH | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 45 | 46 | 47 | 50 |
| Publik | 商業 | GWH | 58 | 60 | 61 | 63 | 64 | 65 | 66 | 68 | 69 | 73 |
| Industri | 産業 | GWH | 49 | 52 | 55 | 58 | 62 | 65 | 69 | 73 | 78 | 82 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 556 | 586 | 618 | 651 | 686 | 723 | 762 | 803 | 846 | 892 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,3 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,4 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 62 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 | 63 |
| Produksi | 生産 | GWH | 617 | 651 | 686 | 723 | 761 | 802 | 845 | 891 | 940 | 990 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 114 | 118 | 124 | 131 | 138 | 145 | 153 | 161 | 170 | 179 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 37 | 36 | 35 | 34 | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 159 | 165 | 174 | 183 | 193 | 203 | 214 | 226 | 238 | 251 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 122 | 129 | 139 | 150 | 160 | 172 | 184 | 196 | 209 | 223 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 9 | 7 | 10 | 10 | 11 | 11 | 12 | 13 | 13 | 14 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-D(1/2)

バタム地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH 332 | 364 | 397 | 431 | 467 | 503 | 540 | 578 | 618 | 658 |
| Komersial | 公共 | GWH 483 | 543 | 607 | 681 | 759 | 842 | 930 | 1.023 | 1.130 | 1.244 |
| Publik | 商業 | GWH 57 | 64 | 71 | 79 | 88 | 97 | 107 | 117 | 129 | 141 |
| Industri | 産業 | GWH 335 | 376 | 419 | 469 | 522 | 578 | 638 | 701 | 774 | 852 |
| Total kebutuhan | 需要計 | GWH 1.207 | 1.347 | 1.494 | 1.661 | 1.836 | 2.020 | 2.214 | 2.419 | 2.650 | 2.895 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 12,5 | 11,6 | 10,9 | 11,1 | 10,5 | 10,0 | 9,6 | 9,2 | 9,6 | 9,2 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 | 73,0 |
| Produksi | 生産 | GWH 1.351 | 1.507 | 1.671 | 1.855 | 2.049 | 2.253 | 2.467 | 2.692 | 2.947 | 3.217 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 211 | 236 | 261 | 290 | 320 | 352 | 386 | 421 | 461 | 503 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 174 | 171 | 168 | 164 | 161 | 158 | 155 | 151 | 148 | 145 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 296 | 330 | 366 | 406 | 449 | 493 | 540 | 589 | 645 | 704 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 121 | 159 | 198 | 242 | 288 | 335 | 386 | 438 | 497 | 559 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 36 | 38 | 39 | 44 | 46 | 48 | 50 | 52 | 59 | 62 |

2007年までに建設された電源の容量

**) 必要な電源の設備容量

添付 II-D(2/2)

Batam地域の負荷需要予測

| Uraian | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 需要 世帯 | GWH 700 | 743 | 786 | 831 | 876 | 923 | 971 | 1.020 | 1.069 | 1.149 |
| Komersial | 公共 | GWH 1.365 | 1.495 | 1.632 | 1.779 | 1.935 | 2.101 | 2.278 | 2.466 | 2.667 | 2.864 |
| Publik | 商業 | GWH 155 | 169 | 184 | 200 | 218 | 236 | 255 | 276 | 298 | 321 |
| Industri | 産業 | GWH 934 | 1.023 | 1.117 | 1.217 | 1.324 | 1.437 | 1.559 | 1.688 | 1.825 | 1.960 |
| Total kebutuhan | 需要計 | GWH 3.154 | 3.429 | 3.719 | 4.026 | 4.352 | 4.697 | 5.063 | 5.450 | 5.860 | 6.294 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 8,9 | 8,7 | 8,5 | 8,3 | 8,1 | 7,9 | 7,8 | 7,7 | 7,5 | 7,4 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 | 11,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 73,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74,0 | 74 |
| Produksi | 生産 | GWH 3.501 | 3.806 | 4.128 | 4.469 | 4.831 | 5.214 | 5.620 | 6.049 | 6.505 | 6.986 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 548 | 587 | 637 | 689 | 745 | 804 | 867 | 933 | 1.003 | 1.078 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 143 | 140 | 137 | 134 | 131 | 129 | 126 | 124 | 121 | 119 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 767 | 822 | 892 | 965 | 1.043 | 1.126 | 1.214 | 1.306 | 1.405 | 1.509 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 624 | 682 | 755 | 831 | 912 | 997 | 1.087 | 1.183 | 1.284 | 1.390 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 65 | 58 | 72 | 76 | 81 | 85 | 90 | 95 | 101 | 106 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-E(1/2)

西カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 688 | 747 | 808 | 874 | 943 | 1,017 | 1,094 | 1,176 | 1,264 | 1,356 |
| Komersial | 公共 | GWH | 210 | 229 | 249 | 270 | 293 | 317 | 342 | 369 | 398 | 429 |
| Publik | 商業 | GWH | 114 | 125 | 137 | 151 | 166 | 183 | 201 | 221 | 245 | 271 |
| Industri | 産業 | GWH | 100 | 106 | 112 | 118 | 125 | 131 | 137 | 143 | 149 | 156 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 1,112 | 1,207 | 1,306 | 1,414 | 1,527 | 1,648 | 1,775 | 1,910 | 2,056 | 2,211 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 8,8 | 8,5 | 8,2 | 8,2 | 8,0 | 7,9 | 7,7 | 7,6 | 7,7 | 7,6 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 17,5 | 17,4 | 17,3 | 17,2 | 17,1 | 17,0 | 16,9 | 16,8 | 16,7 | 16,6 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 |
| Produksi | 生産 | GWH | 1,307 | 1,417 | 1,532 | 1,657 | 1,788 | 1,928 | 2,075 | 2,230 | 2,399 | 2,578 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 249 | 270 | 291 | 315 | 340 | 367 | 395 | 424 | 456 | 491 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 113 | 110 | 106 | 103 | 100 | 97 | 94 | 91 | 89 | 86 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 348 | 377 | 408 | 441 | 476 | 513 | 553 | 594 | 639 | 687 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 235 | 268 | 302 | 338 | 376 | 416 | 459 | 503 | 550 | 601 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 18 | 33 | 34 | 36 | 38 | 40 | 42 | 44 | 48 | 50 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-E(2/2)

西カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 需要 世帯 | GWH 1.454 | 1.557 | 1.665 | 1.780 | 1.901 | 2.029 | 2.163 | 2.306 | 2.456 | 2.615 |
| Komersial | 公共 | GWH 461 | 495 | 531 | 570 | 610 | 653 | 698 | 746 | 796 | 849 |
| Publik | 商業 | GWH 299 | 330 | 365 | 402 | 444 | 490 | 540 | 595 | 656 | 722 |
| Industri | 産業 | GWH 162 | 170 | 177 | 185 | 193 | 201 | 210 | 219 | 228 | 238 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH 2.376 | 2.552 | 2.738 | 2.937 | 3.147 | 3.372 | 3.611 | 3.865 | 4.136 | 4.424 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,2 | 7,1 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,5 | 11,5 | 11,5 | 11,5 |
| Susut Pemakalan Sendiri | 自己消費損失 | % 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 16,5 | 16,4 | 16,3 | 16,2 | 16,1 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 | 16,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 60 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Produksi | 生産 | GWH 2.768 | 2.970 | 3.185 | 3.412 | 3.654 | 3.911 | 4.188 | 4.483 | 4.797 | 5.132 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 527 | 555 | 596 | 639 | 684 | 732 | 784 | 839 | 898 | 960 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 83 | 81 | 78 | 76 | 74 | 72 | 69 | 67 | 65 | 63 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 737 | 778 | 834 | 894 | 957 | 1.025 | 1.097 | 1.175 | 1.257 | 1.345 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 654 | 697 | 756 | 818 | 884 | 953 | 1.028 | 1.107 | 1.192 | 1.281 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 53 | 43 | 59 | 62 | 66 | 70 | 75 | 79 | 84 | 90 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-F(1/2)

東カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh 892 | 968 | 1,046 | 1,130 | 1,218 | 1,312 | 1,410 | 1,513 | 1,626 | 1,746 |
| Komersial | 公共 | GWh 452 | 516 | 573 | 627 | 682 | 737 | 794 | 854 | 918 | 985 |
| Publik | 商業 | GWh 195 | 205 | 220 | 236 | 252 | 268 | 286 | 304 | 324 | 344 |
| Industri | 産業 | GWh 281 | 326 | 364 | 398 | 431 | 463 | 496 | 530 | 566 | 605 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh 1,821 | 2,016 | 2,203 | 2,391 | 2,582 | 2,780 | 2,986 | 3,201 | 3,434 | 3,681 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 15,5 | 10,7 | 9,3 | 8,5 | 8,0 | 7,7 | 7,4 | 7,2 | 7,3 | 7,2 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakalan Sendiri | 自己消費損失 | % 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 | 63,0 |
| Produksi | 生産 | GWh 2,039 | 2,256 | 2,463 | 2,670 | 2,882 | 3,100 | 3,326 | 3,563 | 3,818 | 4,089 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 370 | 409 | 446 | 484 | 522 | 562 | 603 | 646 | 692 | 741 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 179 | 174 | 169 | 164 | 159 | 154 | 149 | 145 | 141 | 136 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 517 | 572 | 625 | 677 | 731 | 786 | 844 | 904 | 969 | 1,037 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 338 | 398 | 456 | 514 | 572 | 632 | 694 | 759 | 828 | 901 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 101 | 60 | 58 | 58 | 59 | 60 | 62 | 64 | 69 | 73 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-F(2/2)

東カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uralan | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh | 1.874 | 2.008 | 2.150 | 2.299 | 2.457 | 2.624 | 2.801 | 2.987 | 3.184 | 3.393 |
| Komersial | 公共 | GWh | 1.056 | 1.131 | 1.210 | 1.293 | 1.381 | 1.474 | 1.572 | 1.676 | 1.785 | 1.901 |
| Publik | 商業 | GWh | 366 | 388 | 411 | 436 | 462 | 489 | 517 | 547 | 578 | 611 |
| Industri | 産業 | GWh | 647 | 691 | 739 | 790 | 844 | 901 | 962 | 1.028 | 1.097 | 1.170 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh | 3.942 | 4.218 | 4.510 | 4.818 | 5.144 | 5.489 | 5.853 | 6.236 | 6.644 | 7.075 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 7,1 | 7,0 | 6,9 | 6,8 | 6,8 | 6,7 | 6,6 | 6,6 | 6,5 | 6,5 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 9,0 | 8,9 | 8,8 | 8,7 | 8,6 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 8,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 63,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 | 64,0 |
| Produksi | 生産 | GWh | 4.375 | 4.678 | 4.997 | 5.334 | 5.689 | 6.065 | 6.467 | 6.892 | 7.342 | 7.818 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 793 | 834 | 891 | 951 | 1.015 | 1.082 | 1.154 | 1.229 | 1.310 | 1.394 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 132 | 128 | 125 | 121 | 117 | 114 | 110 | 107 | 104 | 101 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 1.110 | 1.168 | 1.248 | 1.332 | 1.421 | 1.514 | 1.615 | 1.721 | 1.833 | 1.952 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 978 | 1.040 | 1.123 | 1.211 | 1.304 | 1.401 | 1.505 | 1.614 | 1.730 | 1.852 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 77 | 62 | 84 | 88 | 92 | 97 | 104 | 110 | 115 | 122 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-G(1/2)

南カリマンタン・中部カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 958 | 1.006 | 1.059 | 1.116 | 1.179 | 1.248 | 1.324 | 1.406 | 1.496 | 1.595 |
| Komersial | 公共 | GWH | 328 | 375 | 429 | 496 | 574 | 664 | 770 | 892 | 1.046 | 1.226 |
| Publik | 商業 | GWH | 144 | 153 | 162 | 173 | 185 | 198 | 211 | 225 | 241 | 258 |
| Industri | 産業 | GWH | 284 | 291 | 298 | 305 | 314 | 323 | 332 | 341 | 352 | 363 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 1.714 | 1.824 | 1.947 | 2.091 | 2.252 | 2.432 | 2.636 | 2.864 | 3.135 | 3.442 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 6,1 | 6,4 | 6,7 | 7,4 | 7,7 | 8,0 | 8,4 | 8,7 | 9,4 | 9,8 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 |
| Susut Pemakalan Sendiri | 自己消費損失 | % | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 19,0 | 18,9 | 18,8 | 18,7 | 18,6 | 18,5 | 18,4 | 18,3 | 18,2 | 18,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 | 61 |
| Produksi | 生産 | GWH | 2.040 | 2.169 | 2.313 | 2.482 | 2.671 | 2.883 | 3.121 | 3.389 | 3.705 | 4.065 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 382 | 406 | 433 | 464 | 500 | 539 | 584 | 634 | 693 | 761 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 254 | 247 | 239 | 232 | 225 | 218 | 212 | 205 | 199 | 193 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 534 | 568 | 606 | 650 | 700 | 755 | 818 | 888 | 971 | 1.065 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 280 | 322 | 367 | 418 | 475 | 537 | 606 | 682 | 772 | 872 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 38 | 42 | 45 | 51 | 56 | 62 | 69 | 77 | 89 | 100 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-G(2/2)

南カリマンタン・中部カリマンタン地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH 1.703 | 1.821 | 1.951 | 2.092 | 2.247 | 2.416 | 2.602 | 2.805 | 3.026 | 3.269 |
| Komersial | 公共 | GWH 1.437 | 1.685 | 1.977 | 2.319 | 2.721 | 3.193 | 3.748 | 4.399 | 5.163 | 6.061 |
| Publik | 商業 | GWH 277 | 296 | 317 | 340 | 364 | 389 | 416 | 445 | 476 | 510 |
| Industri | 産業 | GWH 375 | 387 | 399 | 412 | 426 | 440 | 454 | 469 | 485 | 501 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH 3.791 | 4.189 | 4.644 | 5.163 | 5.757 | 6.439 | 7.220 | 8.118 | 9.151 | 10.341 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 10,2 | 10,5 | 10,8 | 11,2 | 11,5 | 11,8 | 12,1 | 12,4 | 12,7 | 13,0 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 | 11,0 | 10,9 | 10,8 | 10,7 | 10,6 |
| Susut Pemakalan Sendiri | 自己消費損失 | % 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 18,0 | 17,9 | 17,8 | 17,7 | 17,6 | 17,5 | 17,4 | 17,3 | 17,2 | 17,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 61 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 | 62 |
| Produksi | 生産 | GWH 4.474 | 4.939 | 5.470 | 6.077 | 6.771 | 7.565 | 8.476 | 9.523 | 10.725 | 12.109 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 837 | 909 | 1.007 | 1.119 | 1.247 | 1.393 | 1.561 | 1.753 | 1.975 | 2.230 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 187 | 182 | 176 | 171 | 166 | 161 | 156 | 151 | 147 | 142 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 1.172 | 1.273 | 1.410 | 1.566 | 1.745 | 1.950 | 2.185 | 2.455 | 2.765 | 3.121 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 985 | 1.091 | 1.234 | 1.395 | 1.579 | 1.789 | 2.029 | 2.303 | 2.618 | 2.979 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 113 | 107 | 142 | 162 | 184 | 210 | 240 | 274 | 315 | 361 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-H(1/2)

北スラウェシ・中部スラウェシ・ゴロンタロ地域の負荷需要予測

| Uraian | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 726 | 761 | 808 | 865 | 933 | 1.012 | 1.101 | 1.201 | 1.312 | 1.436 |
| Komersial | 公共 | GWH | 216 | 228 | 241 | 253 | 266 | 279 | 291 | 305 | 318 | 332 |
| Publik | 商業 | GWH | 162 | 178 | 195 | 215 | 236 | 260 | 287 | 316 | 349 | 387 |
| Industri | 産業 | GWH | 109 | 113 | 117 | 121 | 126 | 130 | 135 | 140 | 145 | 150 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 1.213 | 1.280 | 1.361 | 1.455 | 1.561 | 1.681 | 1.814 | 1.961 | 2.124 | 2.305 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 4,8 | 5,6 | 6,3 | 6,9 | 7,3 | 7,7 | 7,9 | 8,1 | 8,3 | 8,5 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,0 |
| Susut Pemakalan Sendiri | 自己消費損失 | % | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| Produksi | 生産 | GWH | 1.376 | 1.452 | 1.542 | 1.647 | 1.766 | 1.899 | 2.048 | 2.212 | 2.394 | 2.593 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 291 | 307 | 326 | 348 | 373 | 401 | 433 | 468 | 506 | 548 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 224 | 217 | 211 | 205 | 198 | 192 | 187 | 181 | 176 | 170 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 407 | 430 | 456 | 487 | 523 | 562 | 606 | 655 | 709 | 767 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 183 | 212 | 246 | 283 | 324 | 370 | 419 | 474 | 533 | 597 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 20 | 29 | 33 | 37 | 41 | 45 | 50 | 54 | 59 | 64 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-H(2/2)

北スラウェシ・中部スラウェシ・ゴロンタロ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 1.572 | 1.722 | 1.887 | 2.067 | 2.262 | 2.476 | 2.707 | 2.958 | 3.230 | 3.524 |
| Komersial | 公共 | GWH | 346 | 361 | 375 | 391 | 406 | 422 | 438 | 454 | 471 | 488 |
| Publik | 商業 | GWH | 429 | 476 | 527 | 584 | 648 | 718 | 795 | 881 | 975 | 1.079 |
| Industri | 産業 | GWH | 155 | 160 | 165 | 171 | 177 | 182 | 188 | 194 | 200 | 206 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 2.503 | 2.719 | 2.955 | 3.212 | 3.493 | 3.797 | 4.128 | 4.486 | 4.875 | 5.297 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 8,6 | 8,6 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,7 | 8,6 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 | 12,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 54,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| Produksi | 生産 | GWH | 2.815 | 3.059 | 3.324 | 3.614 | 3.929 | 4.272 | 4.644 | 5.047 | 5.485 | 5.959 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 595 | 635 | 690 | 750 | 815 | 887 | 964 | 1.048 | 1.138 | 1.237 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 165 | 160 | 155 | 151 | 146 | 142 | 138 | 134 | 130 | 126 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 833 | 889 | 966 | 1.050 | 1.142 | 1.241 | 1.349 | 1.467 | 1.594 | 1.731 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 668 | 729 | 811 | 899 | 995 | 1.099 | 1.212 | 1.333 | 1.464 | 1.606 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 71 | 61 | 82 | 89 | 96 | 104 | 112 | 121 | 131 | 142 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-I(1/2)

南スラウェシ・東南スラウェシ・西スラウェシ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 1.441 | 1.532 | 1.622 | 1.712 | 1.803 | 1.896 | 1.992 | 2.091 | 2.193 | 2.300 |
| Komersial | 公共 | GWH | 438 | 483 | 533 | 588 | 650 | 718 | 793 | 876 | 969 | 1.071 |
| Publik | 商業 | GWH | 285 | 309 | 336 | 368 | 403 | 441 | 483 | 529 | 583 | 643 |
| Industri | 産業 | GWH | 709 | 746 | 791 | 843 | 903 | 967 | 1.037 | 1.112 | 1.195 | 1.285 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 2.873 | 3.071 | 3.282 | 3.512 | 3.758 | 4.022 | 4.305 | 4.607 | 4.940 | 5.299 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 6,3 | 6,9 | 6,9 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,2 | 7,3 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 13,0 | 12,9 | 12,8 | 12,7 | 12,6 | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 15,0 | 14,9 | 14,8 | 14,7 | 14,6 | 14,0 | 14,4 | 14,3 | 14,2 | 14,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 |
| Produksi | 生産 | GWH | 3.304 | 3.528 | 3.768 | 4.028 | 4.307 | 4.585 | 4.925 | 5.266 | 5.641 | 6.047 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 686 | 732 | 782 | 836 | 894 | 952 | 1.022 | 1.093 | 1.171 | 1.255 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 479 | 470 | 460 | 451 | 442 | 433 | 425 | 416 | 408 | 400 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 960 | 1.025 | 1.095 | 1.170 | 1.251 | 1.332 | 1.431 | 1.530 | 1.639 | 1.757 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 481 | 556 | 635 | 719 | 809 | 899 | 1.006 | 1.114 | 1.232 | 1.357 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 190 | 75 | 79 | 85 | 90 | 90 | 107 | 108 | 117 | 126 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-I(2/2)

南スラウェシ・東南スラウェシ・西スラウェシ地域の負荷需要予測

| Uralan | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 2.411 | 2.526 | 2.646 | 2.771 | 2.902 | 3.037 | 3.179 | 3.326 | 3.479 | 3.639 |
| Komersial | 公共 | GWH | 1.185 | 1.310 | 1.449 | 1.602 | 1.770 | 1.957 | 2.163 | 2.390 | 2.641 | 2.918 |
| Publik | 商業 | GWH | 709 | 782 | 863 | 952 | 1.051 | 1.159 | 1.279 | 1.412 | 1.558 | 1.720 |
| Industri | 産業 | GWH | 1.383 | 1.487 | 1.600 | 1.720 | 1.848 | 1.985 | 2.132 | 2.289 | 2.456 | 2.635 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 5.687 | 6.106 | 6.558 | 7.045 | 7.571 | 8.139 | 8.753 | 9.417 | 10.135 | 10.912 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 7,3 | 7,4 | 7,4 | 7,4 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,6 | 7,6 | 7,7 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 | 11,4 | 11,3 | 11,2 | 11,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 14,0 | 13,9 | 13,8 | 13,7 | 13,6 | 13,5 | 13,4 | 13,3 | 13,2 | 13,1 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 55 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 | 56 |
| Produksi | 生産 | GWH | 6.484 | 6.955 | 7.463 | 8.010 | 8.600 | 9.238 | 9.926 | 10.669 | 11.472 | 12.341 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 1.346 | 1.418 | 1.521 | 1.633 | 1.753 | 1.883 | 2.023 | 2.175 | 2.339 | 2.516 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 392 | 384 | 376 | 369 | 361 | 354 | 347 | 340 | 333 | 326 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 1.884 | 1.985 | 2.130 | 2.286 | 2.454 | 2.636 | 2.833 | 3.045 | 3.274 | 3.522 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 1.492 | 1.601 | 1.754 | 1.917 | 2.093 | 2.282 | 2.486 | 2.705 | 2.941 | 3.196 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 135 | 109 | 153 | 164 | 176 | 189 | 203 | 219 | 236 | 255 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-J(1/2)

西ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|--------------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh | 373 | 398 | 426 | 460 | 498 | 541 | 587 | 637 | 694 | 757 |
| Komersial | 公共 | GWh | 110 | 120 | 131 | 143 | 156 | 170 | 185 | 201 | 220 | 239 |
| Publik | 商業 | GWh | 64 | 69 | 73 | 78 | 83 | 88 | 93 | 98 | 104 | 110 |
| Industri | 産業 | GWh | 11 | 12 | 12 | 13 | 14 | 15 | 17 | 18 | 20 | 22 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh | 559 | 599 | 643 | 695 | 751 | 814 | 882 | 955 | 1.038 | 1.129 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 5,4 | 7,2 | 7,4 | 8,0 | 8,2 | 8,3 | 8,3 | 8,3 | 8,7 | 8,8 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,5 | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 | 53,0 |
| Produksi | 生産 | GWh | 629 | 673 | 722 | 779 | 842 | 911 | 987 | 1.070 | 1.163 | 1.264 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 135 | 145 | 156 | 168 | 181 | 196 | 213 | 230 | 250 | 272 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 90 | 88 | 85 | 82 | 80 | 77 | 75 | 73 | 71 | 69 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 190 | 203 | 218 | 235 | 254 | 275 | 298 | 323 | 351 | 381 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 99 | 115 | 133 | 153 | 174 | 197 | 223 | 250 | 280 | 313 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 16 | 16 | 17 | 20 | 21 | 23 | 25 | 27 | 30 | 33 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-J(2/2)

西ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh 826 | 902 | 985 | 1.076 | 1.174 | 1.282 | 1.398 | 1.526 | 1.664 | 1.814 |
| Komersial | 公共 | GWh 261 | 285 | 311 | 339 | 370 | 404 | 442 | 483 | 528 | 577 |
| Publik | 商業 | GWh 116 | 122 | 128 | 135 | 141 | 147 | 154 | 160 | 166 | 173 |
| Industri | 産業 | GWh 25 | 28 | 31 | 34 | 38 | 42 | 47 | 52 | 58 | 64 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh 1.229 | 1.337 | 1.455 | 1.584 | 1.724 | 1.876 | 2.041 | 2.220 | 2.416 | 2.628 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 | 8,8 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 | 12,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 53,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 | 54,0 |
| Produksi | 生産 | GWh 1.376 | 1.498 | 1.630 | 1.774 | 1.931 | 2.101 | 2.286 | 2.487 | 2.705 | 2.943 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 296 | 317 | 345 | 375 | 408 | 444 | 483 | 526 | 572 | 622 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 67 | 65 | 63 | 61 | 59 | 57 | 55 | 54 | 52 | 51 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 415 | 443 | 482 | 525 | 571 | 622 | 676 | 736 | 801 | 871 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 348 | 379 | 420 | 464 | 512 | 565 | 621 | 682 | 749 | 820 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 36 | 30 | 41 | 44 | 48 | 52 | 56 | 61 | 66 | 72 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-K(1/2)

東ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan Total | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh 197 | 208 | 222 | 237 | 255 | 273 | 294 | 315 | 338 | 362 |
| Komersial | 公共 | GWh 71 | 80 | 89 | 97 | 105 | 113 | 122 | 132 | 142 | 152 |
| Publik | 商業 | GWh 57 | 61 | 66 | 70 | 75 | 81 | 86 | 92 | 99 | 106 |
| Industri | 産業 | GWh 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 11 | 11 | 11 | 11 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh 334 | 359 | 386 | 415 | 445 | 478 | 513 | 550 | 589 | 631 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 9,4 | 7,5 | 7,5 | 7,4 | 7,4 | 7,3 | 7,3 | 7,2 | 7,2 | 7,1 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 7,5 | 7,4 | 7,3 | 7,2 | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 |
| Produksi | 生産 | GWh 366 | 393 | 422 | 453 | 486 | 521 | 559 | 599 | 642 | 688 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 85 | 92 | 98 | 106 | 113 | 121 | 130 | 140 | 150 | 160 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 45 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 37 | 36 | 35 | 34 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 119 | 128 | 138 | 148 | 159 | 170 | 182 | 195 | 210 | 224 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 75 | 85 | 96 | 107 | 119 | 132 | 145 | 159 | 175 | 191 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUN | 年間追加電力量 | MW 16 | 10 | 11 | 11 | 12 | 13 | 14 | 14 | 15 | 16 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-K(2/2)

東ヌサトゥンガラ地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
|--------------------------|----------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan Total | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh | 387 | 415 | 443 | 474 | 506 | 540 | 576 | 614 | 654 | 696 |
| Komersial | 公共 | GWh | 164 | 176 | 190 | 204 | 219 | 236 | 253 | 272 | 292 | 314 |
| Publik | 商業 | GWh | 113 | 121 | 129 | 138 | 147 | 158 | 168 | 180 | 192 | 205 |
| Industri | 産業 | GWh | 12 | 12 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 14 | 14 | 15 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWh | 676 | 724 | 774 | 828 | 885 | 946 | 1.011 | 1.079 | 1.152 | 1.230 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 7,1 | 7,0 | 7,0 | 6,9 | 6,9 | 6,9 | 6,8 | 6,8 | 6,8 | 6,7 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 49,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50 |
| Produksi | 生産 | GWh | 737 | 789 | 844 | 903 | 965 | 1.031 | 1.102 | 1.176 | 1.256 | 1.340 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 172 | 180 | 193 | 206 | 220 | 235 | 252 | 269 | 287 | 306 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 240 | 252 | 270 | 289 | 308 | 330 | 352 | 376 | 401 | 428 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 207 | 220 | 239 | 258 | 279 | 301 | 325 | 349 | 376 | 403 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUN | 年間追加電力量 | MW | 17 | 13 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 25 | 26 | 28 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-L(1/2)

マルク・北マルク地域の負荷需要予測

| Uraian | | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH | 275 | 301 | 327 | 360 | 393 | 427 | 462 | 498 | 538 | 579 |
| Komersial | 公共 | GWH | 79 | 81 | 83 | 87 | 90 | 93 | 97 | 101 | 106 | 111 |
| Publik | 商業 | GWH | 61 | 66 | 71 | 76 | 81 | 87 | 94 | 101 | 108 | 117 |
| Industri | 産業 | GWH | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 10 | 11 | 12 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH | 422 | 455 | 489 | 530 | 572 | 616 | 663 | 710 | 763 | 819 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 8,4 | 7,8 | 7,5 | 8,4 | 8,0 | 7,7 | 7,5 | 7,2 | 7,5 | 7,2 |
| Susut& Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 8,0 | 7,9 | 7,8 | 7,7 | 7,6 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 |
| Produksi | 生産 | GWH | 464 | 500 | 537 | 581 | 627 | 675 | 725 | 778 | 836 | 897 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 93 | 100 | 108 | 116 | 126 | 135 | 145 | 156 | 167 | 180 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 46 | 45 | 43 | 42 | 41 | 40 | 38 | 37 | 36 | 35 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 130 | 140 | 151 | 163 | 176 | 189 | 203 | 218 | 234 | 251 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 84 | 95 | 107 | 121 | 135 | 150 | 165 | 181 | 198 | 216 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 10 | 11 | 12 | 14 | 14 | 15 | 15 | 16 | 17 | 18 |

2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-L(2/2)

マルク・北マルク地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--------------------------|----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWH 622 | 666 | 711 | 758 | 807 | 857 | 908 | 962 | 1.017 | 1.079 |
| Komersial | 公共 | GWH 116 | 121 | 127 | 133 | 140 | 147 | 155 | 163 | 172 | 182 |
| Publik | 商業 | GWH 126 | 135 | 146 | 157 | 169 | 182 | 196 | 211 | 228 | 242 |
| Industri | 産業 | GWH 13 | 14 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 24 |
| Total Kebutuhan | 需要計 | GWH 876 | 937 | 999 | 1.065 | 1.133 | 1.205 | 1.279 | 1.357 | 1.438 | 1.526 |
| Pertumbuhan | 成長 | % 7,0 | 6,9 | 6,7 | 6,6 | 6,4 | 6,3 | 6,2 | 6,1 | 6,0 | 6,1 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 | 7,5 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 | 9,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % 57,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 |
| Produksi | 生産 | GWH 960 | 1.026 | 1.094 | 1.166 | 1.241 | 1.319 | 1.401 | 1.486 | 1.575 | 1.671 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW 192 | 202 | 215 | 229 | 244 | 260 | 276 | 292 | 310 | 329 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW 34 | 33 | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW 269 | 283 | 302 | 321 | 342 | 363 | 386 | 409 | 434 | 460 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW 235 | 250 | 270 | 290 | 312 | 334 | 358 | 382 | 407 | 435 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW 19 | 15 | 20 | 21 | 22 | 22 | 23 | 24 | 25 | 27 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-M(1/2)

パプア地域の負荷需要予測

| Uraian | | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------------|----------|-----|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh | 346 | 377 | 408 | 439 | 471 | 504 | 538 | 573 | 610 | 648 |
| Komersial | 公共 | GWh | 172 | 200 | 225 | 249 | 271 | 292 | 312 | 332 | 350 | 367 |
| Publik | 商業 | GWh | 75 | 82 | 88 | 93 | 99 | 104 | 109 | 115 | 120 | 126 |
| Industri | 産業 | GWh | 13 | 13 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 15 | 15 |
| Total kebutuhan | 需要計 | GWh | 606 | 672 | 735 | 796 | 856 | 915 | 974 | 1.034 | 1.094 | 1.156 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 13,3 | 10,8 | 9,4 | 8,3 | 7,5 | 6,9 | 6,5 | 6,1 | 5,9 | 5,6 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 10,0 | 9,9 | 9,8 | 9,7 | 9,6 | 9,5 | 9,4 | 9,3 | 9,2 | 9,1 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 12,4 | 12,3 | 12,2 | 12,1 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 11,7 | 11,6 | 11,5 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 | 57,0 |
| Produksi | 生産 | GWh | 682 | 755 | 825 | 892 | 958 | 1.024 | 1.089 | 1.155 | 1.221 | 1.289 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 137 | 151 | 165 | 179 | 192 | 205 | 218 | 231 | 245 | 258 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 32 | 31 | 30 | 29 | 28 | 27 | 27 | 26 | 25 | 24 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 191 | 212 | 231 | 250 | 269 | 287 | 305 | 324 | 342 | 361 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 159 | 181 | 201 | 221 | 240 | 260 | 279 | 298 | 317 | 337 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 25 | 22 | 21 | 20 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 20 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-M(2/2)

パプア地域の負荷需要予測

| Uralan | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | |
|--------------------------|----------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kebutuhan | 需要 | | | | | | | | | | | |
| Rumah Tangga | 世帯 | GWh | 686 | 731 | 775 | 822 | 872 | 925 | 980 | 1.039 | 1.102 | 1.168 |
| Komersial | 公共 | GWh | 384 | 400 | 415 | 430 | 444 | 457 | 469 | 481 | 492 | 503 |
| Publik | 商業 | GWh | 132 | 138 | 144 | 151 | 158 | 166 | 173 | 182 | 190 | 199 |
| Industri | 産業 | GWh | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 | 18 | 18 | 19 | 20 | 21 |
| Total kebutuhan | 需要計 | GWh | 1.219 | 1.284 | 1.351 | 1.420 | 1.491 | 1.565 | 1.641 | 1.721 | 1.804 | 1.890 |
| Pertumbuhan | 成長 | % | 5,5 | 5,3 | 5,2 | 5,1 | 5,0 | 4,9 | 4,9 | 4,8 | 4,8 | 4,8 |
| Susut & Losses (T&D) | 損失 (送配電) | % | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Susut Pemakaian Sendiri | 自己消費損失 | % | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 2,4 |
| Total Susut & Losses | 損失計 | % | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 |
| Faktor Beban | 負荷率 | % | 57,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 | 58,0 |
| Produksi | 生産 | GWh | 1.358 | 1.431 | 1.505 | 1.582 | 1.661 | 1.743 | 1.829 | 1.917 | 2.010 | 2.106 |
| Beban Puncak | 最大負荷 | MW | 272 | 282 | 296 | 311 | 327 | 343 | 360 | 377 | 396 | 414 |
| Kapasitas Existing *) | 既存容量*) | MW | 24 | 23 | 22 | 22 | 21 | 20 | 20 | 19 | 19 | 18 |
| Kapasitas Dibutuhkan **) | 必要な容量**) | MW | 381 | 394 | 415 | 436 | 458 | 480 | 504 | 528 | 554 | 580 |
| RESERVE MARGIN | 予備電力 | % | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% | 40% |
| DAYA TAMBAHAN | 追加電力量 | MW | 357 | 371 | 392 | 414 | 437 | 460 | 484 | 509 | 535 | 562 |
| DAYA TAMBAHAN TAHUNAN | 年間追加電力量 | MW | 20 | 14 | 21 | 22 | 23 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

***) 必要な電源の設備容量

添付 II-N(1/2)

インドネシアの負荷需要予測

| URAIAN | | | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------|----------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 需要 | GWH | 140.272 | 152.718 | 166.431 | 181.657 | 198.432 | 216.935 | 237.365 | 259.941 | 284.774 | 312.171 |
| | 成長 | % | 9,5 | 8,9 | 9,0 | 9,1 | 9,2 | 9,3 | 9,4 | 9,5 | 9,6 | 9,6 |
| | 生産 | GWH | 159.300 | 173.278 | 188.667 | 205.742 | 224.540 | 245.240 | 268.119 | 293.361 | 321.105 | 351.686 |
| | 最大負荷 | MW | 25.407 | 27.621 | 30.056 | 32.757 | 35.729 | 38.998 | 42.611 | 46.592 | 50.970 | 55.793 |
| | 既存容量*) | MW | 24.509 | 24.008 | 23.587 | 22.895 | 21.779 | 19.468 | 18.015 | 17.021 | 16.225 | 14.818 |
| | 必要な容量**) | MW | 33.631 | 36.555 | 39.770 | 43.336 | 47.258 | 51.571 | 56.336 | 61.586 | 67.359 | 73.719 |
| | 追加電力量 | MW | 9.122 | 12.547 | 16.183 | 20.441 | 25.480 | 32.102 | 38.321 | 44.565 | 51.134 | 58.900 |
| | 年間追加電力量 | MW | 3.284 | 3.426 | 3.636 | 4.258 | 5.038 | 6.623 | 6.218 | 6.244 | 6.569 | 7.767 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

**）必要な電源の設備容量

添付 II-N(2/2)

インドネシアの負荷需要予測

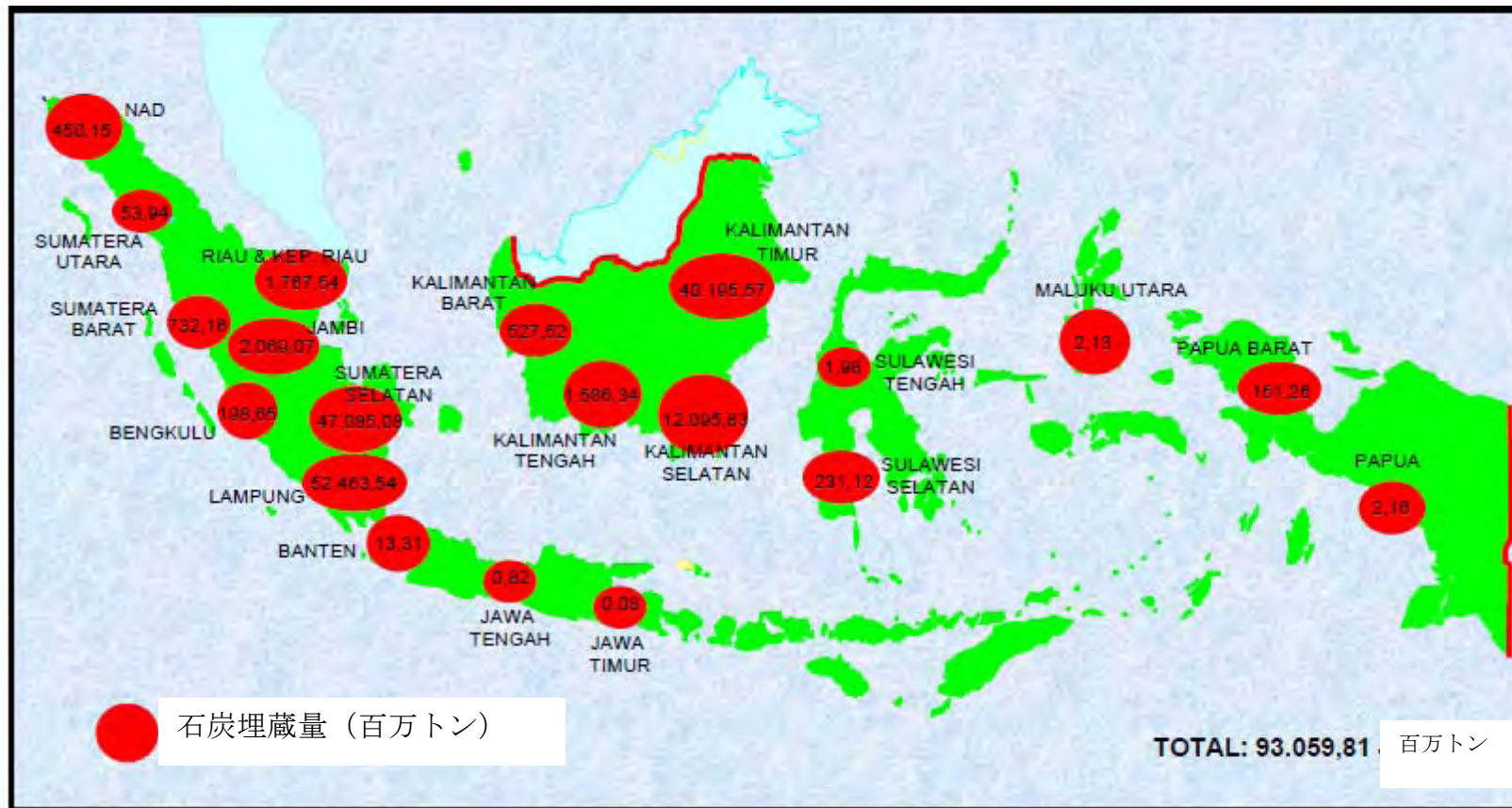
| URAIAN | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|----------|-----|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 需要 | GWH | | 342.415 | 375.839 | 412.810 | 453.745 | 499.107 | 549.418 | 605.259 | 667.286 | 736.232 | 813.323 |
| 成長 | % | | 9,7 | 9,8 | 9,8 | 9,9 | 10,0 | 10,1 | 10,2 | 10,2 | 10,3 | 10,5 |
| 生産 | GWH | | 385.422 | 422.680 | 463.861 | 509.420 | 559.868 | 615.773 | 678.350 | 747.857 | 825.119 | 911.508 |
| 最大負荷 | MW | | 61.112 | 66.059 | 72.458 | 79.534 | 87.366 | 96.043 | 105.751 | 116.532 | 128.512 | 141.916 |
| 既存容量*) | MW | | 14.086 | 13.542 | 13.347 | 13.155 | 12.713 | 12.199 | 11.325 | 11.004 | 10.333 | 9.064 |
| 必要な容量**) | MW | | 80.731 | 87.246 | 95.679 | 105.003 | 115.322 | 126.753 | 139.540 | 153.739 | 169.515 | 187.173 |
| 追加電力量 | MW | | 66.645 | 73.704 | 82.332 | 91.849 | 102.610 | 114.554 | 128.216 | 142.735 | 159.182 | 178.108 |
| 年間追加電力量 | MW | | 7.744 | 7.060 | 8.627 | 9.517 | 10.761 | 11.944 | 13.662 | 14.519 | 16.447 | 18.926 |

*) 2007年までに建設された電源の容量

**) 必要な電源の設備容量

添付 III-A

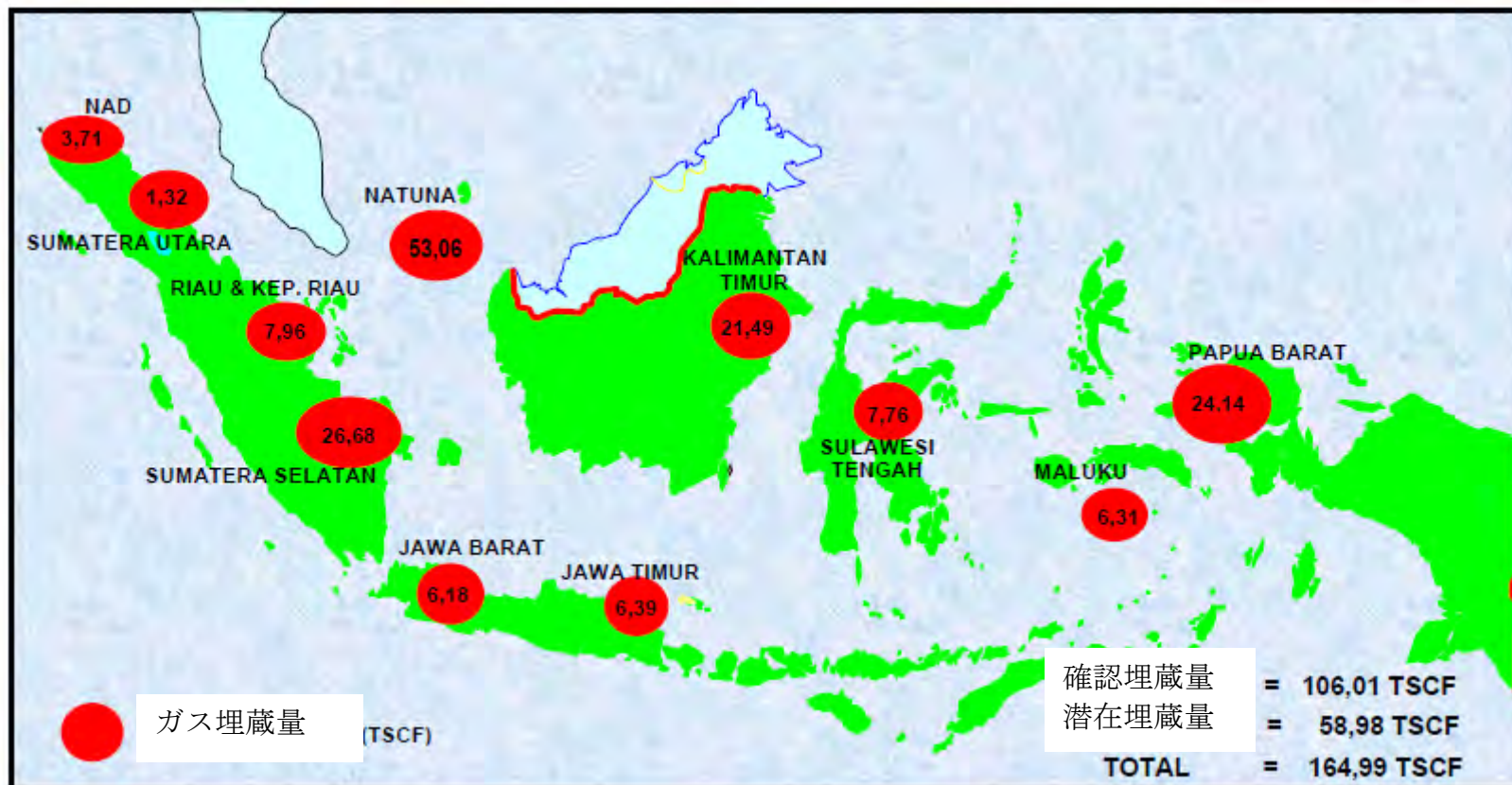
インドネシアの石炭埋蔵量



出所：2007年地質庁統計・ディレクトリ

添付 III-B

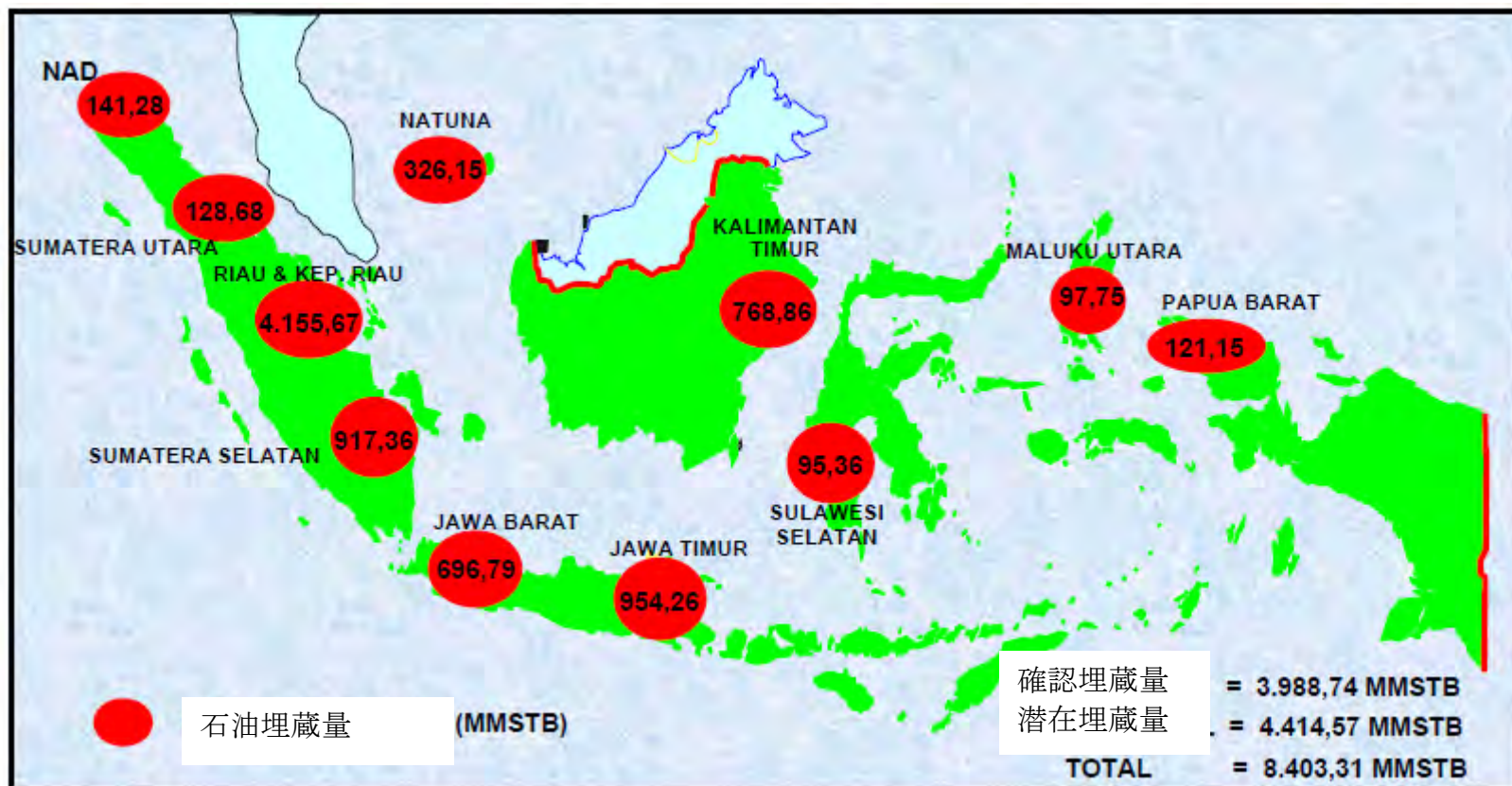
インドネシアの天然ガス埋蔵量



出所：石油ガス総局、2007年

添付 III-C

インドネシアの石油埋蔵量



出所：石油ガス総局、2007年

添付 III-D

地熱所在地の分布図



| | | | | | |
|---------------------|-------------|----------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| 1. NAD | : 17 lokasi | 10. Banten | : 5 lokasi | 19. Sulawesi Utara | : 5 lokasi |
| 2. Sumatera Utara | : 16 lokasi | 11. Jawa Barat | : 40 lokasi | 20. Gorontalo | : 2 lokasi |
| 3. Sumatera Barat | : 16 lokasi | 12. Jawa Tengah | : 14 lokasi | 21. Sulawesi Tengah | : 15 lokasi |
| 4. Riau & Kep. Riau | : 1 lokasi | 13. D.I. Yogyakarta | : 1 lokasi | 22. Sulawesi Tenggara | : 12 lokasi |
| 5. Bangka Belitung | : 3 lokasi | 14. Jawa Timur | : 11 lokasi | 23. Sulawesi Selatan | : 17 lokasi |
| 6. Jambi | : 8 lokasi | 15. Bali | : 5 lokasi | 24. Maluku | : 9 lokasi |
| 7. Bengkulu | : 4 lokasi | 16. NTB | : 3 lokasi | 25. Maluku Utara | : 9 lokasi |
| 8. Sumatera Selatan | : 6 lokasi | 17. NTT | : 19 lokasi | 26. Papua | : 2 lokasi |
| 9. Lampung | : 13 lokasi | 18. Kalimantan Barat | : 3 lokasi | | |

合計：256ヶ所

出所：2007年地質庁統計・ディレクトリ