

Manajemen Rantai Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Nasional



ISBN: 978-602-0836-20-1

Manajemen Rantai Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Nasional



**PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI
KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
2016**

TIM PENYUSUN

Pengarah

Sekretaris Jenderal Kementerian ESDM
M. Teguh Pamudji

Penanggung Jawab

Kepala Pusat Data dan Teknologi Informasi ESDM
Susetyo Edi Prabowo

Ketua

Kepala Bidang Kajian Strategis
Sugeng Mujiyanto

Tim Penyusun

Khoiria Oktaviani
Agus Supriadi
Agung Wahyu Kencono
Bambang Edi Prasetyo
Tri Nia Kurniasih
Catur Budi Kurniadi
Feri Kurniawan
Yogi Alwendra
Qisthi Rabbani
Ririn Aprilia
Indra Setiadi
Dini Anggreani

ISBN: 978-602-0836-20-1

Penerbit

Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Jalan Medan Merdeka Selatan Nomor 18 Jakarta Pusat 10110
Telp : (021) 4804242 ext 7902
Fax : (021) 3519882
Email : pusdatin@esdm.go.id

Cetakan pertama, Desember 2016

Hak cipta dilindungi Undang-Undang

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dan penerbit.

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa, atas rahmat-Nya penyusunan buku Manajemen Rantai Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Nasional ini dapat selesai pada penghujung tahun 2016. Tak lupa terima kasih kami haturkan kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan hingga selesainya penyusunan buku ini.

Sudah menjadi tugas Pemerintah untuk menjamin ketersediaan energi nasional di tengah meningkatnya kebutuhan energi akibat pertambahan penduduk dan pertumbuhan ekonomi. Namun, apa kita mengetahui sejauh manakah upaya yang telah dilakukan pemerintah dalam menyediakan energi guna memenuhi tingkat konsumsi masyarakat yang selalu meningkat dari tahun ke tahun?

Publikasi ini akan memberikan gambaran kondisi penyediaan energi nasional sebagai respon terhadap kebutuhan energi masyarakat, khususnya di Jawa Bali sebagai pengguna energi tertinggi di Indonesia. Faktor-faktor yang memengaruhi kondisi penyediaan dan kebutuhan energi termasuk ketidakseimbangan yang terjadi di berbagai sektor pengguna juga dianalisis dan dielaborasi lebih lanjut dalam buku ini.

Untuk menggambarkan kondisi penyediaan dan pemanfaatan energi nasional dengan lebih komprehensif, sebagian besar data dan informasi dalam publikasi ini diperoleh dari koordinasi bersama unit-unit kerja di lingkungan Kementerian Energi Sumber Daya Mineral (KESDM), PT. PLN (Persero), dan PT. PLN P2B Jawa Bali.

Akhir kata, semoga publikasi ini memberikan manfaat dalam pengembangan kebijakan energi nasional. Selamat membaca.

Jakarta, Desember 2016
Tim Penyusun

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami mengucapkan terima kasih kepada para narasumber di bawah ini yang telah memberikan saran-saran yang berharga bagi peningkatan kualitas buku ini:

1. Eko Yudo Pramono (PT. PLN P2B Jawa Bali)
2. Sudiana Wirasambada (ITS)
3. Hidajat Hendarsjah (UNS)

RINGKASAN EKSEKUTIF

Ketersediaan energi yang optimal sesuai dengan kebutuhannya sangat penting dalam pembangunan nasional. Pertumbuhan permintaan energi yang tidak diimbangi dengan penyediaan energi akan menyebabkan terjadinya kesenjangan di antara keduanya yang dapat berujung pada krisis energi. Menjadi tugas Pemerintah untuk dapat menjamin ketersediaan energi sebagai respon terhadap meningkatnya kebutuhan energi nasional, seiring dengan pertumbuhan ekonomi dan bertambahnya jumlah penduduk.

Pada tahun 2015, peningkatan penyediaan energi terlihat hampir di seluruh jenis energi kecuali *hydro* dan biomassa. Sementara itu, dominasi energi fosil (batubara, gas, minyak bumi) dalam penyediaan energi primer masih terlihat mendekati angka 90 persen. Meskipun dalam kurun tersebut perekonomian Indonesia mengalami perlambatan, namun hal ini tidak berpengaruh negatif terhadap konsumsi energi nasional. Total pemanfaatan energi nasional tahun 2015 meningkat 2 persen dari tahun sebelumnya.

Ketergantungan Indonesia terhadap energi fosil memberikan dampak pada masih tingginya impor untuk memenuhi kebutuhan minyak bumi dalam negeri (mencapai kurang lebih 55 persen dari total pasokan minyak bumi nasional) pada tahun 2015. Transportasi masih menjadi sektor dengan pemakaian minyak bumi tertinggi dibandingkan dengan sektor-sektor lainnya.

Meskipun Indonesia merupakan negara pengekspor *liquefied natural gas* (LNG) terbesar ke-empat di dunia, produksi gas Indonesia menunjukkan tren pertumbuhan negatif selama 5 tahun terakhir. Tidak adanya penemuan lapangan gas yang signifikan menjadi penyebab utama turunnya produksi gas alam nasional. Di dalam negeri, pengguna gas bumi masih didominasi sektor industri, diikuti oleh sektor ketenagalistrikan.

Berbeda dengan *trend* pada minyak dan gas bumi yang mengalami penurunan produksi, batubara justru mengalami peningkatan produksi terbesar dibandingkan dengan jenis energi lainnya (bahkan melebihi peningkatan produksi energi total), didorong oleh permintaan batubara pada sektor pembangkit listrik. Kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) juga berhasil menurunkan ekspor batubara Indonesia pada 2015. Meskipun masih menjadi komoditas energi yang paling banyak diekspor, secara kuantitas ekspor batubara pada 2015 turun lebih dari 71 juta *barrel of oil equivalent* (BOE) atau setara dengan 16 juta ton.

Sementara itu, produksi energi non fosil belum banyak mengalami pergerakan signifikan, bahkan beberapa diantaranya justru menunjukkan penurunan produksi pada 2015. Dengan total potensi energi terbarukan (EBT) mencapai lebih dari 400 GW, pemanfaatan EBT di Indonesia hingga saat ini baru mendekati angka 2 persen dari total potensinya. Penurunan produksi EBT yang paling signifikan terjadi pada biodiesel, mencapai lebih dari 50 persen.

Total penyediaan tenaga listrik nasional pada 2015 mencapai 233,9 ribu gigawatt hour (GWh). Dari sisi pengguna, sektor rumah tangga menunjukkan peningkatan konsumsi yang paling besar dibandingkan dengan pelanggan lainnya (mencapai lebih dari 4.500 GWh). Sebaliknya, sektor industri menunjukkan perubahan yang negatif, turun mendekati 2.000 GWh.

Sebagai pengguna energi listrik terbesar nasional, total kapasitas terpasang pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali mencapai 64 persen dari total kapasitas terpasang nasional pada tahun 2015. Pembangkit listrik sistem Jawa Bali didominasi oleh pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) yang menggunakan batubara sebagai bahan bakarnya. Kondisi beban puncak sistem Jawa Bali meningkat 1,5 persen dari tahun sebelumnya, sementara susut energi pada sistem tersebut sebesar 8,4 persen.

DAFTAR ISI

TIM PENYUSUN	ii
PRAKATA.....	iii
UCAPAN TERIMA KASIH	iv
RINGKASAN EKSEKUTIF	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Maksud dan Tujuan.....	5
1.3. Tahapan Pelaksanaan	5
1.4. Sistematika Laporan.....	6
 BAB II METODOLOGI	
2.1. Ruang Lingkup	8
2.2. Sumber Data	9
2.3. Metode Analisis	10
2.3.1. Analisis Deskriptif.....	10
2.3.2. <i>Linear Programming</i>	11
 BAB III MAKRO EKONOMI INDONESIA	
3.1. Pertumbuhan Ekonomi.....	13
3.2. Pertumbuhan Penduduk.....	16
3.3. Kontribusi Sektor Energi terhadap Ekonomi Nasional	16
3.4. Subsidi Energi	18
3.5. Intensitas Energi.....	21
3.6. Makro Ekonomi Jawa Bali	23
 BAB IV PENYEDIAAN DAN PEMANFAATAN ENERGI NASIONAL	
4.1. Penyediaan dan Pemanfaatan Energi	27
4.1.1. Minyak dan Produk Minyak	31

4.1.2. Gas.....	36
4.1.3. Batubara.....	37
4.1.4. Energi Baru Terbarukan	39
4.1.5. Ketenagalistrikan.....	40
 BAB V OPTIMASI PRODUKSI TENAGA LISTRIK SISTEM JAWA BALI	
5.1. Penyediaan Ketenagalistrikan Sistem Jawa Bali	43
5.1.1. Pembangkit Tenaga Listrik.....	46
5.1.2. Transmisi dan Distribusi	54
5.1.3. Penjualan Tenaga Listrik.....	58
5.1.4. Susut Energi dan Rasio Elektrifikasi	59
5.2. Manajemen Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali.....	60
5.2.1. Proses Perencanaan Sistem di PLN	61
5.2.2. Aturan Jaringan Sistem Jawa Bali.....	64
5.3. Analisis Optimasi Produksi Tenaga Listrik Sistem Jawa Bali	68
5.3.1. Model Matematis <i>Linear Programming</i>	73
5.3.2. Metode Penyelesaian.....	80
5.3.3. Hasil dan Pembahasan	84
 BAB VI PENUTUP	
6.1. Kesimpulan.....	94
6.2. Rekomendasi	96
Daftar Pustaka.....	98

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Sebaran Pembangkit dan Jaringan Transmisi 35.000 MW	3
Gambar 3.1. Laju Pertumbuhan dan Produk Domestik Bruto Atas Harga Konstan 2010	13
Gambar 3.2. Nilai Tambah Bruto Atas Harga Konstan 2010.....	14
Gambar 3.3. Jumlah Penduduk Indonesia	16
Gambar 3.4. Subsidi Energi Tahun 2011 s.d. 2015	19
Gambar 3.5. Perbandingan Subsidi Energi, Anggaran Pendidikan, Infrastruktur, dan Kesehatan 2010 s.d. 2016	20
Gambar 3.6. Perkembangan Intensitas Energi Final Per-Kapita.	23
Gambar 4.1. Perkembangan Penyediaan Energi.....	27
Gambar 4.2. Perkembangan Bauran Energi Nasional (Tidak Termasuk Biomas Tradisional).....	28
Gambar 4.3. Rasio Impor terhadap Konsumsi Energi Final	29
Gambar 4.4. Perkembangan Kebutuhan Energi Nasional per Sektor 2014-2015	30
Gambar 4.5. Kondisi Pasokan dan Pemanfaatan Minyak Tahun 2015.....	32
Gambar 4.6. Perkembangan Harga MOPS RON 88	35
Gambar 4.7. Perkembangan Harga Jual Minyak Solar	35
Gambar 4.8. Penyediaan dan Pemanfaatan Gas Nasional Tahun 2015.....	37
Gambar 4.9. Penyedian dan Pemanfaatan Batubara Nasional Tahun 2015	38
Gambar 4.10. Persentase Kenaikan/Penurunan Produk per Jenis EBT Pada 2015	40
Gambar 4.11. Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik 2014, 2015 dan Produksi Listrik 2015	41
Gambar 4.12. Perubahan Penggunaan Listrik Berdasarkan Pelanggan 2014-2015	42
Gambar 5.1. Sistem Penyaluran Tenaga Listrik.....	43
Gambar 5.2. Topologi Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali.....	45
Gambar 5.3. Area Pengatur Beban PT. PLN P2B Jawa Bali	46

Gambar 5.4. Kapasitas Terpasang per Jenis Pembangkit Tahun 2016.....	47
Gambar 5.5. Kapasitas Terpasang per Operator Tahun 2016	48
Gambar 5.6. Fuel Mix per Energi Primer Tahun 2016.....	48
Gambar 5.7. Fuel Mix per Jenis Pembangkit	49
Gambar 5.8. Perkembangan Beban Pucak Sistem Jawa Bali	49
Gambar 5.9. Beban Pucak Sistem Jawa Bali per Minggu Tahun 2015	50
Gambar 5.10. Karakteristik Beban Puncak Siang per Area Pengatur Beban	51
Gambar 5.11. Karakteristik Beban Puncak Malam per Area Pengatur Beban	51
Gambar 5.12. Karakterisitik Kurva Beban Puncak Tahun 2015	52
Gambar 5.13. Aliran Daya Saat Beban Puncak Siang Hari	53
Gambar 5.14. Aliran Daya Saat Beban Puncak Malam Hari	53
Gambar 5.15. Jumlah Trafo Gardu Induk Jawa Bali	55
Gambar 5.16. Kapasitas Daya Terpasang Gardu Induk Jawa Bali	55
Gambar 5.17. Jumlah Trafo Gardu Distrbusi Jawa Bali	56
Gambar 5.18. Daya Terpasang Gardu Distrbusi Jawa Bali.....	56
Gambar 5.19. Panjang Jaringan Transmisi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali (Kms).....	57
Gambar 5.20. Profil GITET Gandul	58
Gambar 5.21. Proses Perencanaan Sistem di PLN	61
Gambar 5.22. Tahapan Prakiraan Beban.....	62
Gambar 5.23. Model untuk <i>Demand Forecasting</i>	63
Gambar 5.24. <i>Load Stacking</i> Sistem Jawa Bali	72
Gambar 5.25. Perbandingan Besarnya Biaya Pembangkitan Listrik di Jawa Bali	92

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1.	Laju Pertumbuhan PDB Atas Harga Konstan 2010 Tahun 2011 s.d. 2015	15
Tabel 3.2.	Penerimaan Sektor ESDM.....	17
Tabel 3.3.	Belanja Subsidi	20
Tabel 3.4.	Intensitas Energi Tahun 2014 dan 2015.....	21
Tabel 3.5.	PDRB Atas Dasar Harga Konstan 2010 Tahun 2011 s.d. 2015	23
Tabel 3.6.	Laju Pertumbuhan PDRB Atas Dasar Harga Konstan 2010.....	24
Tabel 3.7.	PDRB Per kapita Atas Harga Berlaku	25
Tabel 4.1.	Komponen Dasar Perhitungan Harga BBM.....	34
Tabel 5.1.	Kapasitas Terpasang Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2015.....	47
Tabel 5.2.	Daya Mampu Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali Tahun 2015.....	47
Tabel 5.3.	Beban Pucak Sistem Jawa Bali Tahun 2010 s.d. 2015 (MW)	50
Tabel 5.4.	Transmisi Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2015	54
Tabel 5.5.	Konsumsi Listrik Provinsi di Jawa Bali Tahun 2015 ..	58
Tabel 5.6.	Rasio Elektrifikasi Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali	60
Tabel 5.7.	Beban Tenaga Listrik per Wilayah	69
Tabel 5.8.	Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi DKI Jakarta	69
Tabel 5.9.	Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Banten	70
Tabel 5.10.	Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Barat.....	70
Tabel 5.11.	Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Tengah	71
Tabel 5.12.	Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Timur	71
Tabel 5.13.	Urutan Pembangkit yang Dipilih untuk Memasok Listrik ke Titik Beban	86

Tabel 5.14. Alokasi Penyediaan Tenaga Listrik.....	87
Tabe 5.15. Pemilihan Jenis Pembangkit Tambahan	89

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sektor ESDM merupakan sektor strategis dalam mendorong roda perekonomian Indonesia. Sektor ini masih menjadi salah satu andalan utama penerimaan negara. Kontribusi sektor ESDM dalam Anggaran Penerimaan dan Belanja Negara (APBN) tahun 2016 ditargetkan PPh Migas sebesar Rp.48,46 triliun dan PNBP Migas dan Minerba sebesar Rp. 125,63 triliun dari target penerimaan nasional tahun 2016 sebesar Rp 1.822,5 triliun.

Peran sektor ESDM dalam memacu roda perekonomian nasional bukan hanya sebagai sumber devisa dan penerimaan negara saja, tetapi mencakup kegiatan ekonomi lainnya seperti penyediaan bahan baku industri, bahan bakar domestik, penyerapan tenaga kerja dan memacu efek berantai ekonomi.

Kebutuhan akan energi di Indonesia terus mengalami peningkatan seiring dengan meningkatnya pertumbuhan ekonomi dan bertambahnya jumlah penduduk. Namun, meningkatnya kebutuhan energi ini belum dapat diimbangi dari sisi penyediaannya. Meskipun Pemerintah telah berusaha secara optimal dalam menyediakan energi untuk memenuhi permintaannya, tidak jarang terjadi peristiwa kelangkaan pasokan energi pada suatu daerah yang disebabkan antara lain gangguan distribusi maupun peningkatan kebutuhan energi yang melonjak drastis. Tingginya pertumbuhan permintaan energi di beberapa wilayah inilah semakin memperlebar kesenjangan antara sisi permintaan dengan penyediaan energi,

yang berpotensi pada terjadinya krisis energi apabila tidak mendapat perhatian khusus dari pemerintah..

Guna mendorong pemenuhan kebutuhan energi nasional yang selalu meningkat, dibutuhkan adanya peningkatan investasi di sektor energi dan berbagai regulasi yang selanjutnya diharapkan dapat memengaruhi sistem penyediaan energi nasional. Kebijakan Pemerintah pada sektor ESDM ini bersifat multisektor dan melibatkan berbagai pemangku kepentingan. Kementerian ESDM tidak bisa berjalan sendiri tanpa dukungan dari Lembaga/Kementerian lain dan *stakeholder* terkait dalam upaya memenuhi kebutuhan energi dan mendorong pelaksanaan pembangunan nasional.

Pemerintah telah menunjukkan komitmen terhadap jaminan penyediaan energi nasional melalui lahirnya kebijakan-kebijakan di sektor energi, salah satunya Peraturan Presiden Nomor 5 tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) yang mengamanatkan terwujudnya keamanan pasokan energi dalam negeri. Kebijakan utama dalam kebijakan tersebut meliputi penyediaan energi yang optimal, pemanfaatan energi yang efisien, penetapan harga energi ke arah harga keekonomian dan pelestarian lingkungan.

Salah satu permasalahan yang dihadapi bangsa ini adalah penyediaan energi untuk bahan bakar pembangkit listrik, yang hingga saat ini masih didominasi oleh energi fosil. Selain batubara, ketergantungan pembangkit pada bahan bakar minyak (BBM) masih tinggi, padahal dari sisi penyediaannya BBM sangat terbatas dan digunakan untuk memenuhi kebutuhan sektor lainnya. Industri kelistrikan nasional juga tengah menghadapi permasalahan krusial dikarenakan tidak seimbangnya penyediaan dengan pemanfaatannya, terutama pada daerah-daerah yang minim akses.

Walaupun telah dilakukan penambahan kapasitas dan rasio elektrifikasi juga terus meningkat, pemadaman listrik masih ditemui di beberapa wilayah di Indonesia. Kondisi cadangan kapasitas tenaga listrik secara nasional belum bisa dikatakan handal, baik pada sistem Jawa Bali maupun pada sistem luar Jawa Bali. Pada beberapa wilayah, kapasitas terpasang dan cadangan listrik (*reserved margin*) juga belum dapat memenuhi kebutuhan.

Menjawab berbagai tantangan tersebut, pemerintah telah menginisiasi pembangunan pembangkit listrik baru dengan total kapasitas 35.000 megawatt (MW) untuk memenuhi kebutuhan listrik nasional hingga tahun 2019. Mengutip dokumen Kementerian Perencanaan Pembangunan Nasional (2014), angka 35.000 MW merupakan tambahan yang harus dipenuhi hingga 2019 untuk menyalarkan dengan permintaan. Dengan asumsi pertumbuhan ekonomi di kisaran 6-7 persen, total kapasitas pembangkit listrik pada 2019 ditargetkan bisa mencapai 85,7 GW dan rasio elektrifikasi mencapai 96,6 persen.



Sumber: PT. PLN

Gambar 1.1 Sebaran Pembangkit dan Jaringan Transmisi 35.000 MW

Dalam Rapat Kabinet Terbatas 1 November 2016 Presiden Joko Widodo menyatakan realisasi *commercial operational date* (COD) program pembangunan listrik 35.000 MW baru mencapai 36 persen dari target kumulatif pada 2016. Dibutuhkan kerja keras dan komitmen kuat dari pemerintah untuk menuntaskan proyek senilai lebih dari Rp 1.127 triliun tersebut, sesuai dengan arahan Presiden Joko Widodo, “Listrik yang cukup adalah kunci bagi tercapainya pertumbuhan ekonomi dan kesejahteraan masyarakat.”

Untuk mempermudah pihak swasta mengambil bagian dalam proyek 35.000 MW ini, pemerintah menerbitkan dan memberlakukan sejumlah regulasi, antara lain: Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2014 tentang Perubahan Atas Undang-Undang Nomor 23 Tahun 2013 Tentang Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara Tahun Anggaran 2014, Peraturan Menteri ESDM Nomor 1 Tahun 2015 tentang Kerja Sama Penyediaan Tenaga Listrik dan Pemanfaatan Bersama Jaringan Tenaga Listrik, Peraturan Menteri ESDM Nomor 3 Tahun 2015 tentang Prosedur Pembelian Tenaga Listrik dan Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik dari PLTU Mulut Tambang, PLTU Batubara, PLTG/PLTMG, dan PLTA oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Melalui Pemilihan Langsung dan Penunjukkan Langsung.

Berdasar latar belakang tersebut, Pusat Data dan Teknologi Informasi (Pusdatin) KESDM mengambil inisiatif untuk melakukan kajian manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan energi nasional, khususnya sektor ketenagalistrikan. Hasil kajian ini diharapkan dapat memberikan gambaran penyediaan energi di Indonesia dan dapat dijadikan masukan bagi para pimpinan di lingkungan KESDM maupun pihak-pihak terkait dalam mendukung optimalisasi penyediaan energi nasional.

1.2 Maksud dan Tujuan

Kegiatan kajian manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan energi nasional dimaksudkan untuk memberikan gambaran kondisi penyediaan dan pemanfaatan energi nasional saat ini sebagai respon terhadap kebutuhan energi masyarakat. Faktor-faktor yang memengaruhi kondisi penyediaan dan kebutuhan energi termasuk ketidakseimbangan yang terjadi di berbagai sektor pengguna juga dianalisis dan dielaborasi lebih lanjut masing-masing bab pembahasan.

Mengingat wilayah Jawa Bali hingga tahun 2015 masih tercatat sebagai pengguna energi terbesar di Indonesia, kajian ini secara khusus akan membahas lebih lanjut manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan ketenagalistrikan wilayah Jawa Bali melalui pendekatan *Linear Programming* yang terangkum di dalam Bab V.

Kajian ini juga akan memaparkan berbagai kebijakan, isu strategis, opini serta gagasan dan dampaknya bagi perkembangan penyediaan dan pemanfaatan energi nasional, sebagai bahan rekomendasi perbaikan manajemen energi di masa yang akan datang.

1.3 Tahapan Pelaksanaan

Kegiatan manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan energi nasional dilaksanakan secara swakelola melalui studi literatur, rapat koordinasi, diskusi interaktif, serta *focus group discussion* (FGD) dengan narasumber dan pemangku kepentingan terkait. Tahapan pelaksanaan kegiatan ini sebagai berikut:

1. Pengumpulan data dan informasi pemakaian dan pasokan per jenis energi serta kebijakan terkait energi secara sektoral tahun

- 2015 melalui studi literatur, kunjungan lapangan, dan rapat koordinasi dengan pemangku kepentingan;
2. Pelaksanaan kajian pola pasokan dan pemakaian per jenis energi, serta perkembangan dan pelaksanaan kebijakan terkait energi selama tahun 2015;
 3. Perumusan usulan rekomendasi kebijakan energi;
 4. Penyusunan laporan.

1.4 Sistematika Laporan

Laporan berupa publikasi disusun berdasar hasil kajian dan analisis mengenai manajemen penyediaan dan pemanfaatan energi nasional yang dilakukan Pusdatin ESDM. Publikasi terdiri dari 6 bab dengan intisari masing-masing bab sebagai berikut:

- BAB I** **Pendahuluan**, menyajikan lima sub-bab yang mencakup latar belakang, maksud dan tujuan, perumusan masalah, tahapan pelaksanaan, dan sistematika laporan.
- BAB II** **Metodologi**, memaparkan secara rinci metodologi yang digunakan dalam keseluruhan kajian, terdiri atas ruang lingkup, sumber data dan metode analisis.
- BAB III** **Makro Ekonomi Indonesia**, membahas secara rinci mengenai pertumbuhan ekonomi, pertumbuhan penduduk, kontribusi sektor energi terhadap ekonomi nasional, subsidi energi, intensitas energi dan makro ekonomi Jawa Bali.
- BAB IV** **Penyediaan dan Pemanfaatan Energi Nasional**, mengelaborasi penyediaan dan pemanfaatan energi di Indonesia baik energi fosil maupun nonfosil. Penjelasan dirinci lebih lanjut dalam sub-bab khusus untuk membahas masing-masing jenis energi, yang meliputi minyak, gas, batubara, EBT dan ketenagalistrikan.

BAB V **Optimasi Produksi Tenaga Listrik Sistem Jawa Bali**, membahas secara rinci mengenai penyediaan ketenagalistrikan sistem Jawa Bali, manjemen sistem ketenagalistrikan Jawa Bali, dan analisis optimasi produksi tenaga listrik sistem Jawa Bali.

BAB VI **Penutup**, berisi rangkuman hasil kesimpulan kajian serta rekomendasi dalam rangka mendukung optimalisasi penyediaan dan pemanfaatan energi nasional.

BAB II

METODOLOGI

2.1 Ruang Lingkup

Sebagaimana judul publikasinya, manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan energi nasional, secara umum kajian ini akan menjabarkan berbagai data dan informasi berdasarkan kondisi aktual dalam penyediaan minyak, gas, batubara, listrik dan EBT nasional, dari hulu sampai hilir selama tahun 2011 s.d. 2015 sebagai respon terhadap permintaan energi dalam kurun tersebut.

Secara khusus, akan dielaborasi lebih lanjut manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan ketenagalistrikan khususnya sistem interkoneksi Jawa Bali, dengan menggunakan pendekatan *linear programming*. Sebagaimana kita ketahui, Jawa Bali merupakan pusat pertumbuhan penduduk dan perekonomian di Indonesia yang juga menasbihkan wilayah tersebut sebagai wilayah dengan penggunaan listrik terbesar di Indonesia, dimana sekitar 60 persen penduduk Indonesia menempati wilayah tersebut.

Dalam sistem rantai penyediaan tenaga listrik di wilayah Jawa Bali, PT. PLN Pusat Pengatur Beban (P2B) Jawa Bali berperan sebagai distributor energi listrik dengan jumlah energi yang didistribusikan paling besar dibanding wilayah lain di Indonesia. Sistem tenaga listrik Jawa Bali terhubung satu sama lain melalui transmisi tenaga listrik 500 kV, 150 kV dan 70 kV. Sistem interkoneksi sendiri memungkinkan adanya transfer area, sehingga kekurangan daya di suatu area dapat dibantu area lain melalui jaringan yang terinterkoneksi. Sistem interkoneksi ini juga membuat setiap kejadian

yang terjadi pada sistem tenaga listrik akan memengaruhi ke seluruh sistem interkoneksi tersebut. Besarnya sistem interkoneksi ini diukur dari besarnya kapasitas pasokan (pembangkit), serta tingkat kebutuhan tenaga listrik.

Dalam penjabaran optimasi produksi tenaga listrik Jawa Bali (Bab V), kajian ini membatasi pada perhitungan untuk transmisi tenaga tinggi 500 kV pada lima wilayah beban dalam sistem Jawa Bali. Kelima wilayah tersebut terdiri atas wilayah Jakarta dan Banten, Jawa Barat, Jawa Tengah dan DIY, Jawa Timur, serta Bali.

2.2 Sumber Data

Data yang digunakan dalam kajian ini adalah data primer dan data sekunder. Data primer diperoleh melalui koordinasi dan wawancara dengan pihak-pihak terkait langsung kegiatan penyediaan dan pemanfaatan energi di beberapa daerah melalui kunjungan lapangan maupun rapat koordinasi dengan pemangku kepentingan, khususnya di wilayah Jawa Bali sebagai fokus kajian.

Sementara itu, data dan informasi sekunder diperoleh dari *Handbook of Energy & Economics Statistics of Indonesia* (HEESI) 2016 (Pusdatin ESDM) terutama terkait data pemanfaatan dan penyediaan per jenis energi. Data dan informasi lain yang dikumpulkan antara lain kebijakan terkait energi secara sektoral selama tahun 2015 melalui statistik ketenagalistrikan, statistik PLN, statistik makro ekonomi, kebijakan teknis unit-unit di lingkungan Kementerian ESDM, serta literatur lainnya.

2.3 Metode Analisis

Untuk memberikan gambaran komprehensif baik secara teknis maupun empiris, metode analisis deskriptif dan *linear programming* digunakan dalam kajian ini.

2.3.1 Analisis Deskriptif

Metode analisis deskriptif dalam kajian ini digunakan untuk menjabarkan berbagai kondisi aktual yang terjadi dalam penyediaan dan pemanfaatan minyak, gas, batubara, listrik dan EBT nasional selama tahun 2011 s.d. 2015. Menurut Nawawi (1983), metode penelitian deskriptif mempunyai dua ciri pokok, yaitu:

1. Memusatkan perhatian pada masalah-masalah yang ada pada saat penelitian dilakukan (saat sekarang) atau masalah yang bersifat aktual;
2. Menggambarkan fakta-fakta masalah yang diselidiki sebagaimana adanya diiringi dengan interpretasi rasional.

Metode deskriptif merupakan metode penelitian untuk mendeskripsikan, mencatat, menginterpretasikan kondisi yang saat ini terjadi untuk memperoleh informasi-informasi mengenai keadaan yang ada.

Metode deskriptif mempunyai beberapa pokok, yang dapat dibagi atas kriteria umum dan kriteria khusus. Kriteria umum dari penelitian dengan metode deskriptif adalah sebagai berikut: (Nazir, 2005)

1. Masalah yang dirumuskan harus patut, ada nilai ilmiah serta tidak terlalu luas;
2. Tujuan penelitian harus dinyatakan dengan tegas dan tidak terlalu umum;
3. Data yang digunakan harus fakta-fakta yang terpercaya dan bukan merupakan opini;

4. Standar yang digunakan untuk membuat perbandingan harus mempunyai validitas;
5. Harus ada deskripsi yang terang tentang tempat serta waktu penelitian dilakukan;
6. Hasil penelitian harus berisi secara detail yang digunakan, baik dalam mengumpulkan data maupun dalam menganalisis data serta studi kepustakaan yang dilakukan. Deduksi logis harus jelas hubungannya dengan kerangka teoritis yang digunakan jika kerangka teoritis untuk itu telah dikembangkan.

Adapun kriteria khusus dari metode deskriptif adalah sebagai berikut:

1. Prinsip-prinsip ataupun data yang digunakan dinyatakan dalam nilai (*value*).
2. Fakta-fakta ataupun prinsip-prinsip yang digunakan adalah mengenai masalah status.
3. Tidak ada kontrol terhadap variabel, dan peneliti tidak mengadakan pengaturan atau menipulasi terhadap variabel. Variabel dilihat sebagaimana adanya.

2.3.2 *Linear Programming*

Secara khusus, metode analisis *linear programming* digunakan dalam kajian ini untuk menjelaskan manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan ketenagalistrikan untuk sistem Jawa Bali.

Linear programming dirancang untuk membantu manajer dalam merencanakan dan membuat keputusan dalam mengalokasikan sumber daya yang terbatas untuk mencapai tujuan yang optimal baik berupa memaksimalkan keuntungan atau meminimumkan biaya. Dalam *linier programming* hal yang harus diperhatikan, yaitu penyelesaian masalah mengarah pada pencapaian tujuan maksimisasi atau minimisasi, kendala-kendala yang ada membatasi

tingkat pencapaian tujuan, dan beberapa alternatif penyelesaian dengan hubungan matematis yang bersifat *linear*.

Dalam *linear programming* langkah-langkah yang dilakukan dalam formulasi permasalahan adalah:

1. Memahami permasalahan manajerial secara menyeluruh;
2. Mengidentifikasi tujuan dan kendalanya;
3. Mendefinisikan variabel keputusannya;
4. Merumuskan secara matematis fungsi tujuan dan fungsi kendala dengan menggunakan variabel keputusan.

Fungsi tujuan hanya mempunyai kemungkinan bentuk maksimasi dan minimasi. Fungsi kendala dapat berupa pembatas dan dapat juga berupa syarat. Fungsi kendala dapat berupa persamaan (=) atau pertidaksamaan (\leq atau \geq). Simbol \leq digunakan pada fungsi kendala yang berupa pembatas. Sedangkan simbol \geq digunakan pada fungsi kendala berupa syarat.

Model *linear programming* ini hanya bersifat simulasi dan evaluasi, sehingga tidak dapat untuk peramalan-peramalan mengenai kebijakan yang akan digunakan dimasa mendatang. Namun model ini dapat digunakan untuk mengevaluasi apakah rencana-rencana kegiatan dari suatu kebijakan sudah efisien atau tidak. Rencana-rencana kegiatan tersebut dapat digunakan sebagai skenario di dalam model *linear programming*.

Sampai saat ini, *linear programming* telah dipergunakan di dalam penyelesaian berbagai masalah optimasi pada bidang militer, industri, pertanian, transportasi, kesehatan, ekonomi dan ilmu sosial. Pada Bab V akan dibahas lebih lanjut mengenai optimasi produksi tenaga listrik Jawa Bali dengan *linear programming*

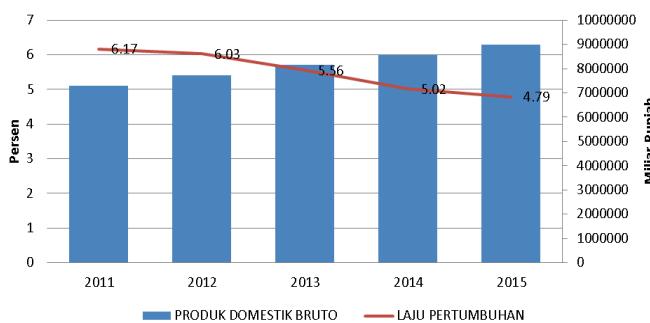
BAB III

MAKRO EKONOMI

INDONESIA

3.1 Pertumbuhan Ekonomi

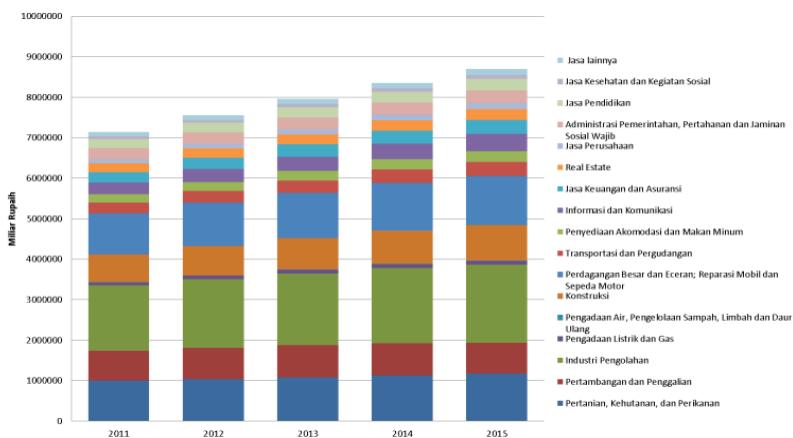
Selama lima tahun terakhir pertumbuhan ekonomi Indonesia mengalami perlambatan. Mengacu catatan Badan Pusat Statistik (BPS), pertumbuhan ekonomi Indonesia tahun 2015 sebesar 4,79 persen merupakan yang terendah dalam enam tahun terakhir. Sebelumnya, pada 2014 perekonomian masih tumbuh 5,02 persen. Meskipun pertumbuhan ekonomi mengalami perlambatan, nilai Produk Domestik Bruto (PDB) Indonesia justru meningkat dari Rp 8.566.271 miliar pada 2014 menjadi Rp 8.976.932 miliar pada 2015 (meningkat sekitar 4,8 persen).



Sumber: Badan Pusat Statistik (2016)

**Gambar 3.1 Laju Pertumbuhan dan Produk Domestik Bruto
Atas Harga Konstan 2010**

PDB merupakan penjumlahan antara nilai tambah bruto atas harga dasar ditambah dengan pajak dikurangi subsidi atas produk, dimana terdapat 21 lapangan usaha penyumbang nilai tambah bruto atas harga dasar tersebut, seperti terlihat pada gambar 3.2.



Sumber: Badan Pusat Statistik (2016)

Gambar 3.2 Nilai Tambah Bruto Atas Harga Konstan 2010

Lapangan usaha industri pengolahan merupakan sektor penghasil nilai tambah bruto terbesar yaitu sebesar Rp 1.932.457 miliar pada tahun 2015. Sektor ini juga merupakan sektor pengkonsumsi energi terbesar. Sementara lapangan usaha pertambangan dan penggalian hanya memberikan nilai tambah bruto sebesar Rp 756.239,2 miliar rupiah.

Kondisi ekonomi makro sepanjang tahun 2015 menunjukkan kinerja yang cukup baik, meskipun pertumbuhan ekonomi lebih rendah dari target Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara Perubahan (APBN-P) 2015 sebesar 5,7 persen. Pelemahan ekonomi tahun 2015 dipengaruhi oleh kondisi perekonomian global yang melambat sebagai akibat rendahnya harga komoditas di pasar internasional. Sepanjang tahun 2015 perekonomian Indonesia ditopang oleh konsumsi rumah tangga dan percepatan pengeluaran pemerintah

melalui beberapa kebijakan dalam rangka memertahankan daya beli. Berikut tabel laju pertumbuhan PDB tahun 2011 hingga 2015 atas harga konstan 2010 per jenis lapangan usaha (Tabel 3.1).

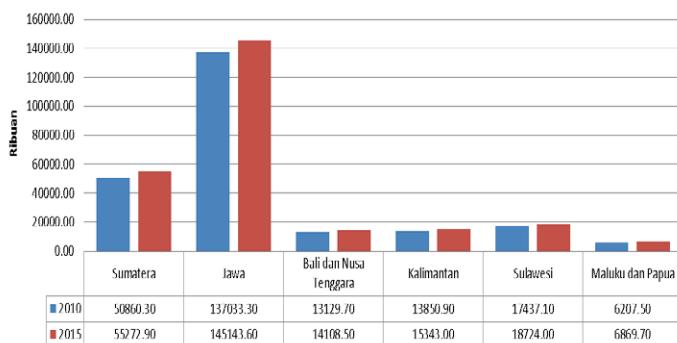
**Tabel 3.1 Laju Pertumbuhan PDB Tahun 2011 s.d. 2015
(Atas Harga Konstan 2010)**

Lapangan Usaha	2011	2012	2013	2014	2015
	(persen)				
Pertanian, Kehutanan, dan Perikanan	3.95	4.59	4.2	4.24	4.02
Pertambangan dan Penggalian	4.29	3.02	2.53	0.72	-5.08
Industri Pengolahan	6.26	5.62	4.37	4.61	4.25
Pengadaan Listrik dan Gas	5.69	10.06	5.23	5.57	1.21
Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah, Limbah dan Daur Ulang	4.73	3.34	3.32	5.87	7.17
Konstruksi	9.02	6.56	6.11	6.97	6.65
Perdagangan Besar dan Eceran; Reparasi Mobil dan Sepeda Motor	9.66	5.4	4.81	5.16	2.47
Transportasi dan Pergudangan	8.31	7.11	6.97	7.36	6.68
Penyediaan Akomodasi dan Makan Minum	6.86	6.64	6.8	5.77	4.36
Informasi dan Komunikasi	10.02	12.28	10.39	10.1	10.06
Jasa Keuangan dan Asuransi	6.97	9.54	8.76	4.68	8.53
Real Estate	7.68	7.41	6.54	5	4.82
Jasa Perusahaan Administrasi Pemerintah, Pertahanan dan Jaminan Sosial Wajib	9.24	7.44	7.91	9.81	7.69
Jasa Pendidikan	6.68	8.22	7.44	5.55	7.45
Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	9.25	7.97	7.96	7.96	7.1
Jasa Lainnya	8.22	5.76	6.4	8.93	8.08

Sumber: Badan Pusat Statistik

3.2 Pertumbuhan Penduduk

Tren pertumbuhan jumlah penduduk Indonesia terus meningkat setiap tahunnya, sayangnya tren tersebut tidak dibarengi dengan upaya penyebaran penduduk secara merata. BPS memroyeksikan, jumlah penduduk Indonesia pada tahun 2015 telah mencapai sekitar 255 juta jiwa, yang membawa Indonesia sebagai negara berpenduduk terbanyak ke-empat di dunia. BPS mencatat, konsentrasi penyebaran penduduk tertinggi masih berada di Pulau Jawa, yaitu 145 juta jiwa (57 persen), diikuti oleh Pulau Sumatera sebesar 55 juta jiwa (22 persen). Sementara konsentrasi penyebaran penduduk terendah berada di Pulau Maluku dan Papua yakni sebesar 6 juta jiwa atau hanya 2,6 persen dari total penduduk Indonesia.



Sumber: Badan Pusat Statistik (2016)

Gambar 3.3 Penyebaran Penduduk Indonesia Tahun 2010 dan 2015

3.3 Kontribusi Sektor Energi terhadap Ekonomi Nasional

Pada tahun 2015, pendapatan negara diarahkan untuk mengoptimalkan pendapatan negara dari pendapatan perpajakan dan penerimaan negara bukan pajak (PNBP). Kebijakan PNBP tersebut antara lain melalui:

1. Optimalisasi penerimaan migas, yaitu dengan merealisasikan produksi sumur minyak baru, menahan penurunan alamiah *lifting* migas, dan pengendalian *cost recovery*;
2. Penyesuaian tarif PNBP dan ekstensifikasi; serta
3. Peningkatan kinerja BUMN.

Sektor ESDM merupakan sektor strategis dan menjadi andalan dalam mendorong roda perekonomian Indonesia. Hal ini terlihat dari porsi target kontribusi sektor ESDM pada APBN 2016 yang cukup besar, ditargetkan PPh Migas sebesar Rp.48,46 triliun dan PNBP Migas dan Minerba sebesar Rp. 125,63 triliun dari target penerimaan nasional tahun 2016 sebesar Rp 1.822,5 triliun. Sumbangan sektor ESDM tersebut terdiri dari sub sektor migas sebesar Rp 78,6 triliun, sub sektor non migas sebesar Rp 46,3 triliun.

Tabel 3.2 Penerimaan Sektor ESDM

Uraian	2014 (Rp Miliar)	2015 (Rp Miliar)
Pendapatan Minyak Bumi	139,174.31	47,987.41
Pendapatan Gas Bumi	77,701.80	30,183.04
Pendapatan Pertambangan Umum	19,300.42	17,682.96
Pendapatan Pertambangan Panas bumi	755.51	882.70
Jumlah	236,932.04	96,736.11

Sumber: LKPP 2015, Kementerian Keuangan

Tabel 3.2 merinci penerimaan sektor ESDM dua tahun terakhir berdasar Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) Kementerian Keuangan. Pada tahun 2015, penerimaan negara dari sektor ESDM menurun dibanding tahun sebelumnya menjadi sebesar Rp 96.736,11 miliar atau 6,41% dari total penerimaan nasional yang mencapai Rp 1.508,20 triliun. Penerimaan sektor ESDM tahun 2015 tersebut terdiri dari penerimaan sub sektor migas sebesar Rp 78.170,45 miliar, penerimaan sub sektor pertambangan umum

sebesar Rp 17.682,96 miliar dan penerimaan pertambangan panas bumi sebesar Rp 882,70 miliar.

Penurunan realisasi penerimaan sektor ESDM pada tahun 2015 dipengaruhi antara lain oleh rendahnya harga minyak mentah dan turunnya *lifting* minyak dibandingkan dengan tahun 2014. Hal ini terlihat dari Realisasi *Indonesian Crude Price* (ICP) tahun 2015 yang hanya mencapai USD 49,21 per barrel, jauh lebih rendah dibandingkan realisasi ICP tahun 2014 sebesar USD 96,51 per barrel. Realisasi *lifting* minyak bumi pada tahun 2015 sebesar 785 ribu barel per hari juga lebih rendah jika dibandingkan dengan realisasi tahun 2014 sebesar 793 barel per hari.

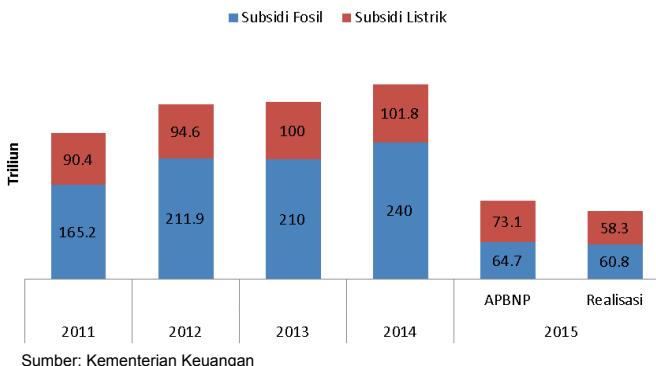
Pendapatan dari gas bumi tahun 2015 juga mengalami penurunan dikarenakan lebih rendahnya realisasi *lifting* gas bumi pada 2015 jika dibandingkan dengan realisasi *lifting* gas bumi pada periode yang sama di tahun 2014. Realisasi *lifting* gas bumi 2015 sebesar 1.203 ribu barel setara minyak per hari (MBOEPD) lebih rendah jika dibandingkan dengan realisasi tahun 2014 sebesar 1.224 MBOEPD, salah satunya dipengaruhi karena belum adanya tambahan produksi dari lapangan gas yang signifikan dapat mendongkrak realisasi *lifting* gas bumi.

3.4 Subsidi Energi

Kebijakan subsidi di sektor ESDM yang dilakukan pemerintah hingga saat ini masih memunculkan pro dan kontra. Di satu sisi, subsidi dianggap membebani fiskal negara dan memberikan efek negatif bagi persepsi investor, namun di sisi lain subsidi masih dibutuhkan untuk memberikan jaminan akses terhadap energi bagi masyarakat kurang mampu.

Subsidi energi dapat didefinisikan sebagai berbagai bentuk tindakan pemerintah yang bertujuan menurunkan biaya produksi energi,

meningkatkan pendapatan produsen energi atau mengurangi biaya yang dibayar oleh konsumen energi. Para pembuat kebijakan sering membenarkan pemberian subsidi energi dengan alasan bahwa hal ini dapat membantu pertumbuhan ekonomi, mengurangi kemiskinan, dan menjamin keamanan pasokan energi (IEA, 2010).



Sumber: Kementerian Keuangan

Gambar 3.4 Subsidi Energi Tahun 2011 s.d. 2015

Gambar 3.4 menunjukkan angka subsidi energi di Indonesia pada tahun 2011 s.d. 2015. Subsidi energi yang terdiri atas subsidi bahan bakar minyak (BBM) dan subsidi listrik dinilai sudah terlampau besar dan sangat membebani anggaran negara. Oleh karenanya, pada tahun 2015 saat melakukan reformasi struktur anggaran, pemerintah berkomitmen merealokasi belanja yang bersifat konsumtif (dalam hal ini subsidi BBM) untuk dialihkan ke belanja produktif. Pemerintah melakukan penghematan subsidi BBM melalui penyesuaian harga BBM bersubsidi pada bulan November tahun 2014 dan penerapan subsidi tetap (*fixed subsidy*) untuk minyak solar serta penghapusan subsidi untuk premium mulai awal tahun 2015.

Pengeluaran negara yang diperuntukan untuk subsidi energi pada tahun 2015 adalah sebesar Rp 119,1 triliun, dengan rincian untuk subsidi fosil sebesar Rp 60,8 triliun dan subsidi listrik sebesar Rp 58,3 triliun. Subsidi energi tahun 2015 mengalami penurunan sebesar 65,15% atau setara Rp 222,7 triliun, dibandingkan dengan pengeluaran subsidi tahun 2014 sebesar Rp 341,8 triliun (subsidi

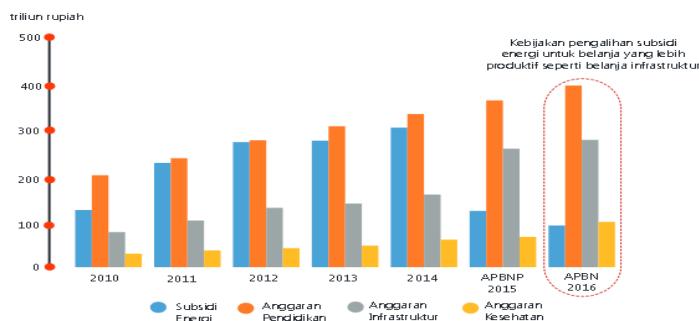
fosil sebesar Rp 240 trilliun dan subsidi listrik sebesar Rp 101.8 trilliun). LKPP 2015 melaporkan, belanja subsidi premium pada tahun 2015 sebesar Rp 11.194,56 miliar merupakan pembayaran utang subsidi premium tahun sebelumnya (Tabel 3.3).

Tabel 3.3 Belanja Subsidi

Uraian	2014 (Rp Miliar)	2015 (Rp Miliar)
Subsidi Premium	108,957.69	11,194.56
Subsidi Minyak Solar	74,860.54	20,484.35
Subsidi Minyak Tanah	7,200.49	3,207.52
Subsidi Elpiji	48,975.34	25,872.27
Subsidi Listrik	101,816.32	58,332.38

Sumber: LKPP 2015, Kementerian Keuangan

Kebijakan pengalihan subsidi BBM telah terefleksi dengan meningkatnya alokasi pembangunan infrastruktur, pendidikan dan kesehatan (Gambar 3.5). Perubahan strategi tersebut dilakukan dalam rangka memperoleh pembiayaan yang lebih efisien dan sekaligus diharapkan memberi kontribusi positif terhadap keseimbangan ekonomi makro.



Sumber: Kementerian Keuangan

Gambar 3.5 Perbandingan Subsidi Energi, Anggaran Pendidikan, Infrastruktur, dan Kesehatan 2010 s.d. 2016

Tidak hanya subsidi BBM saja yang mengalami penurunan, pada tahun 2015 subsidi listrik pun berkurang dari Rp 101.8 triliun (tahun 2014) menjadi Rp 58,3 triliun. Selain menjadi upaya penyehatan ekonomi makro di tengah turunnya harga minyak mentah dunia dan nilai tukar rupiah terhadap dolar Amerika Serikat, penurunan subsidi listrik juga menegaskan kebijakan pemberian subsidi listrik kepada konsumen tertentu, mengingat masih banyaknya warga mampu yang menikmati subsidi. Dengan hanya memberikan subsidi untuk pelanggan rumah tangga miskin dan rentan miskin (daya 450 VA dan 900 VA), subsidi listrik diharapkan menjadi lebih tepat sasaran.

3.5 Intensitas Energi

Intensitas energi merupakan salah satu alat ukur dari efisiensi energi yang mengacu pada keadaan ekonomi nasional. Intensitas energi adalah perbandingan antara jumlah konsumsi energi per Produksi Domestik Bruto (PDB). Semakin tinggi intensitas energi terhadap PDB menunjukkan suatu energi yang besar untuk menghasilkan satu satuan PDB. Dengan demikian, semakin rendah angka intensitas energi, semakin efisien penggunaan energi di suatu negara.

Bernardini dan Ricardo Galli (1993) menjelaskan tiga faktor yang mendorong penurunan intensitas penggunaan energi, antara lain: (1) perubahan struktur permintaan; (2) peningkatan efisiensi dalam penggunaan energi, dan (3) substitusi bahan bakar ke yang lebih efisien.

Tabel 3.4 Intensitas Energi Indonesia Tahun 2014 dan 2015

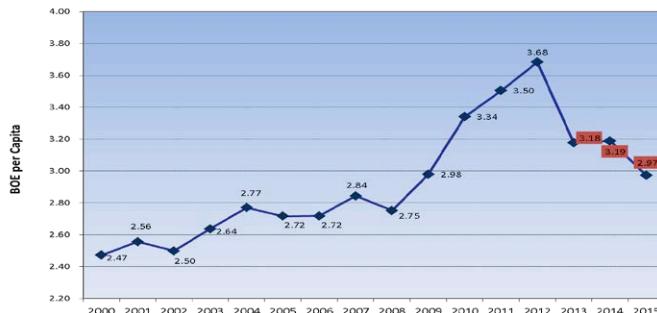
Tahun	Konsumsi Energi Final (BOE)	PDB Atas Harga Konstan 2010 (Rp Miliar)	Intensitas Energi (BOE/Rp Miliar)
2014	803.966.918	8.566.271	93,85
2015	759.573.066	8.976.932	84,61

Sumber: BPS dan HEESI (2016)

Tabel 3.4 menunjukkan angka intensitas energi Indonesia tahun 2014 dan 2015. Besar intensitas energi terhadap PDB Indonesia pada tahun 2014 adalah 93,85 BOE/Rp miliar dan pada tahun 2015 turun menjadi 84,61 BOE/Rp miliar. Penurunan intensitas energi terhadap PDB Indonesia menunjukkan bahwa proses pembangunan secara bertahap menuju pada produktivitas yang semakin tinggi, sehingga intensitas pemakaian energi final terhadap ekonomi menjadi semakin rendah, walaupun konsumsi energi final meningkat. Turunnya intensitas energi Indonesia menunjukkan telah berjalannya program efisiensi energi dan membaiknya makro ekonomi nasional.

Intensitas energi final per kapita menggambarkan tingkat pendapatan masyarakat. Hal tersebut terjadi karena tingkat pendapatan masyarakat dapat memengaruhi besaran, pola pemakaian, dan aktivitas pemakaian energi. Berbeda dengan intensitas energi per PDB, intensitas energi per kapita mengindikasikan meningkatnya pendapatan, yang akan memengaruhi aktivitas dan pola pemakaian energi. Perkembangan intensitas energi final per kapita tahun 2014 sebesar 3,19 BOE/kapita, sementara intensitas energi final per kapita tahun 2015 sebesar 2,97 BOE/kapita.

Selain dipengaruhi oleh pola konsumsi energi, intensitas energi juga dipengaruhi oleh jenis teknologi serta kebijakan yang diambil pemerintah. Perkembangan intensitas energi final per kapita ditunjukkan oleh gambar 3.6. Intensitas energi per kapita Indonesia yang tinggi terjadi karena sebagai negara berkembang, Indonesia masih memerlukan penyediaan energi final yang tinggi untuk memenuhi kebutuhan berbagai sektor konsumen energi akhir. Jika kebutuhan energi telah terpenuhi secara optimum maka intensitas energi akan menurun sejalan dengan peningkatan jumlah penduduk.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 3.6 Perkembangan Intensitas Energi Final per Kapita

3.6 Makro Ekonomi Jawa Bali

Pada tahun 2015, Jawa Bali merupakan penyumbang terbesar angka pertumbuhan ekonomi nasional, menyumbang 58,29 persen PDB Nasional. Provinsi DKI Jakarta memberikan kontribusi terbesar terhadap ekonomi, yaitu sebesar Rp 1.454.102,11 miliar (17,02 persen). Jawa Timur dan Jawa Barat masing-masing memberikan kontribusi sebesar Rp 1.331.418,24 miliar (14,5 persen) dan Rp 1.207.001,49 miliar (13,09 persen). Secara lengkap, angka Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) masing-masing provinsi di wilayah Jawa Bali pada 2011-2015 dapat dilihat pada Tabel 3.5.

Tabel 3.5 PDRB Atas Dasar Harga Konstan 2010 Tahun 2011 s.d. 2015

Provinsi	2011	2012	2013	2014	2015
	Miliar Rupiah				
DKI JAKARTA	1,147,558.23	1,222,527.92	1,296,694.57	1,373,389.55	1,454,102.11
JAWA BARAT	965,622.06	1,028,409.74	1,093,543.55	1,149,231.43	1,207,001.49
JAWA TENGAH	656,268.13	691,343.12	726,655.12	764,992.65	806,609.02
DI YOGYAKARTA	68,049.87	71,702.45	75,627.45	79,532.28	83,461.57
JAWA TIMUR	1,054,401.77	1,124,464.64	1,192,789.80	1,262,697.06	1,331,418.24
BANTEN	290,545.84	310,385.59	331,099.11	349,205.70	367,959.22
BALI	99,991.63	106,951.46	114,103.58	121,779.13	129,137.91

Sumber: Badan Pusat Statistik

Selanjutnya, pada table 3.6 kita dapat melihat bahwa perekonomian DKI Jakarta tumbuh sebesar 5,88 persen pada tahun 2015, sedikit melambat jika dibandingkan tahun 2014 (5,91 persen). Meskipun begitu, PDRB per kapita DKI Jakarta tetap meningkat. Tahun 2014 PDRB per kapita DKI Jakarta mencapai Rp 174,70 juta dan tahun 2015 sebesar Rp 194,87 juta.

Berdasarkan data BPS Provinsi DKI Jakarta, struktur perekonomian Jakarta tahun 2015 didominasi oleh tiga lapangan usaha dengan kontribusi utama yaitu perdagangan besar dan eceran; reparasi mobil dan sepeda motor sebesar 16,65 persen, industri pengolahan sebesar 13,84 persen dan konstruksi 13,16 persen. Sementara dari sisi komponen pengeluaran, pengeluaran konsumsi rumah tangga berkontribusi sebesar 58,38 persen, diikuti pembentukan modal tetap bruto (40,77 persen).

Tabel 3.6 Laju Pertumbuhan PDRB Atas Dasar Harga Konstan 2010

Provinsi	2011	2012	2013	2014	2015
	Persen				
DKI JAKARTA	6.73	6.53	6.07	5.91	5.88
JAWA BARAT	6.5	6.5	6.33	5.09	5.03
JAWA TENGAH	5.3	5.34	5.11	5.28	5.44
DI YOGYAKARTA	5.21	5.37	5.47	5.16	4.94
JAWA TIMUR	6.44	6.64	6.08	5.86	5.44
BANTEN	7.03	6.83	6.67	5.47	5.37
BALI	6.66	6.96	6.69	6.73	6.04

Sumber: Badan Pusat Statistik

Ekonomi Jawa Barat tumbuh sebesar 5,03 persen, dengan PDRB per kapita sebesar Rp 32,65 juta. Struktur perekonomian Jawa Barat menurut lapangan usaha tahun 2015 didominasi oleh tiga lapangan usaha utama yaitu: industri pengolahan (43,03 persen), perdagangan besar dan eceran, reparasi mobil-sepeda motor (15,21 persen); serta pertanian, kehutanan dan perikanan (8,71 persen). Sedangkan menurut pengeluaran didominasi oleh komponen

pengeluaran konsumsi rumah tangga (64,50 persen), pembentukan modal tetap bruto (25,99 persen) dan pengeluaran konsumsi pemerintah (6,44 persen).

Provinsi Jawa Tengah pada tahun 2015 perekonomiannya tumbuh sebesar 5,44 persen dengan PDRB per kapita sebesar Rp 30,02 juta. Struktur perekonomian Jawa Tengah menurut lapangan usaha tahun 2015 didominasi industri pengolahan (35,3 persen), pertanian, kehutanan dan perikanan (15,5 persen); serta perdagangan besar/eceran dan reparasi mobil-sepeda motor (13,3 persen). Dari sisi pengeluaran, ekonomi Jawa Tengah didominasi oleh komponen pengeluaran konsumsi rumah tangga (61,1 persen), diikuti pembentukan modal tetap bruto (30,3 persen) dan pengeluaran konsumsi pemerintah (8,5 persen).

Tabel 3.7 PDRB Per kapita Atas Harga Berlaku

Provinsi	2011	2012	2013	2014	2015
	Ribu Rupiah				
DKI JAKARTA	125533.8	138858.3	155153.9	174706	194875.2
JAWA BARAT	23251.17	25272.29	27767.25	30118.27	32651.73
JAWA TENGAH	21162.83	22865.43	24952.13	27599.08	30025.2
DI YOGYAKARTA	20333.34	21744.88	23623.92	25522.79	27559.28
JAWA TIMUR	29613.05	32770.38	36037.18	39880.51	43500.3
BANTEN	27977.01	30202.44	32991.61	36606.42	39977.29
BALI	26433.49	29443.59	33135.15	38096.53	42663.51

Sumber: Badan Pusat Statistik

Perekonomian Daerah Istimewa Yogyakarta tahun 2015 yang diukur dari nilai PDRB tumbuh sebesar 4,94 persen . Lapangan usaha yang memiliki kontribusi terbesar adalah industri pengolahan (13,05 persen); pertanian, kehutanan dan perikanan (10,70 persen); serta penyediaan akomodasi dan makan minum (10,24 persen). Dari sisi pengeluaran konsumsi rumah tangga memberikan pangsa distribusi sebesar 67,70 persen.

Selanjutnya, provinsi Jawa Timur di mana perekonomiannya tumbuh sebesar 5,44 persen dengan PDRB per kapita sebesar Rp 43,50 juta. Struktur PDRB Jawa Timur menurut pengeluaran juga didominasi oleh konsumsi rumah tangga yang mencapai 60,62 persen. Sementara menurut lapangan usaha didominasi oleh industri pengolahan (29,25 persen); perdagangan besar/eceran dan reparasi mobil-sepeda motor (18,01 persen); serta pertanian, kehutanan dan pertanian (11,44 persen).

Perekonomian provinsi Banten dan Bali tahun 2015 masing-masing tumbuh sebesar 5,37 persen dan 6,04 persen. Laju pertumbuhan PDRB Provinsi Bali tahun 2015 adalah yang tertinggi dibanding enam provinsi lainnya di wilayah Jawa Bali. Sementara laju pertumbuhan Banten berada di bawah Bali, DKI Jakarta, dan Jawa Tengah.

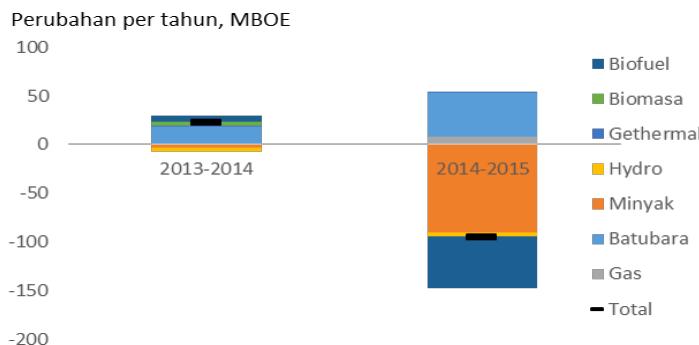
PDRB per kapita Banten dan Bali cukup tinggi, yaitu masing-masing mencapai Rp 39,97 juta dan Rp 42,66 juta. Untuk struktur perekonomiannya, PDRB provinsi Banten didominasi oleh industri pengolahan (33,48 persen); perdagangan besar/eceran dan reparasi mobil-sepeda motor (12,08 persen); serta transportasi pergudangan (10,22 persen). Sedangkan provinsi Bali didominasi oleh penyediaan akomodasi dan makan minum (22,82 persen); pertanian, kehutanan dan perikanan (14,92 persen); serta transportasi dan pegudangan (9,28 persen).

BAB IV

PENYEDIAAN DAN PEMANFAATAN ENERGI NASIONAL

4.1 Penyediaan dan Pemanfaatan Energi

Penyediaan energi Indonesia pada 2015 menunjukkan tren negatif. Secara total penyediaan energi nasional pada 2015 turun sekitar 94 juta BOE dibandingkan pada 2014. Penurunan penyediaan energi paling besar terlihat pada jenis energi minyak dan biofuel yang mengalami penurunan masing-masing sekitar 90 juta BOE dan 53 juta BOE, diakibatkan terjadinya penurunan harga komoditas yang berdampak kepada penurunan produksi minyak serta adanya pengaruh iklim yang berakibat pada penurunan produksi biofuel nasional.



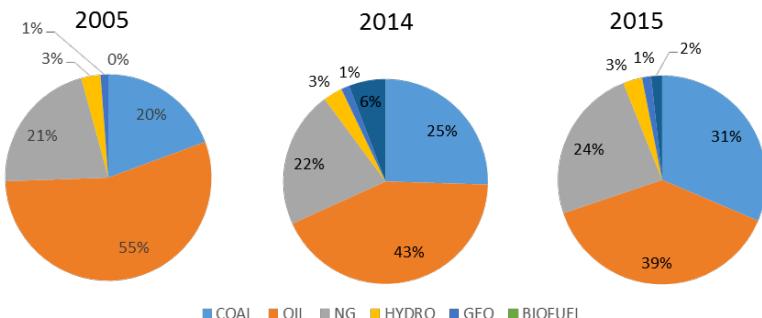
Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.1 Perkembangan Penyediaan Energi

Dominasi energi fosil (batubara, gas, minyak bumi) dalam penyediaan energi primer nasional masih sangat tinggi, mendekati 95% pada tahun 2015. Kondisi ini relatif tidak banyak berbeda

dengan kondisi pada satu dekade terakhir meskipun pemerintah telah berusaha untuk mengeluarkan berbagai kebijakan guna mendorong peningkatan pemanfaatan energi terbarukan. Pada tahun 2005, pemerintah telah mengeluarkan *Blue Print Pengelolaan Energi Nasional* yang mentargetkan bauran energi baru terbarukan terhadap energi nasional mencapai 17% pada 2025. Kemudian diperbaharui lagi pada tahun 2014 melalui Peraturan Pemerintah No. 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional yang mentargetkan pemanfaatan energi terbarukan dalam bauran energi nasional sebesar 23% pada 2025.

Bauran energi primer (%)

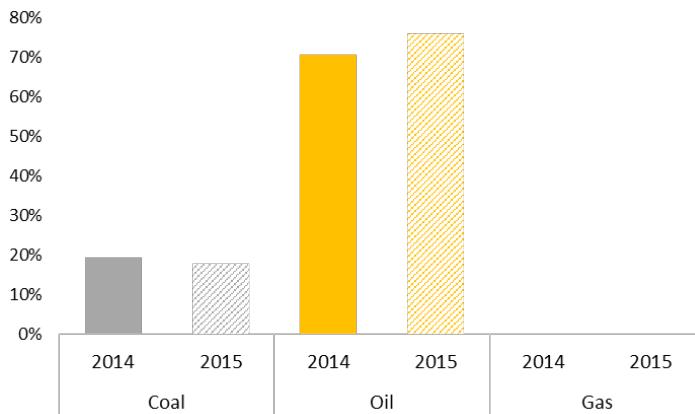


Sumber: HEESI 2016

**Gambar 4.2 Perkembangan Bauran Energi Nasional
(Tidak Termasuk Biomas Tradisional)**

Indonesia juga masih memiliki ketergantungan yang sangat tinggi terhadap impor minyak dan produk turunannya. Pada 2015, peran impor minyak masih lebih dari 75% terhadap konsumsi final. Kondisi ini mengalami kenaikan jika dibandingkan dengan kondisi pada 2014. Semakin tingginya ketergantungan impor minyak menunjukkan indikasi semakin rendahnya tingkat ketahanan energy Indonesia. Hal ini dapat berpotensi menjadikan Indonesia tidak memiliki posisi tawar yang tinggi dalam memenuhi kebutuhan minyak domestik yang berkelanjutan dengan harga yang terjangkau. Di sisi lain rasio impor batubara terhadap konsumsi nasional menunjukkan sedikit

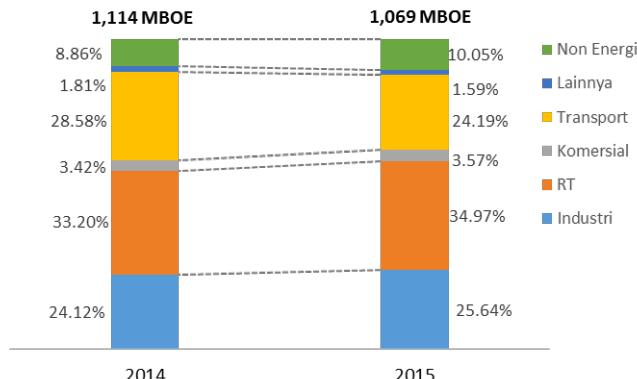
penurunan dari sebelumnya sekitar 20% pada 2014 menjadi mendekati 18% pada 2015.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.3 Rasio Impor terhadap Konsumsi Energi Final

Kinerja perekonomian Indonesia yang mengalami perlambatan menunjukkan pengaruh negatif terhadap konsumsi energi nasional. Total pemanfaatan energi nasional menurun sekitar 4%, dari sebelumnya 1,114 juta BOE menjadi 1,069 juta BOE pada 2015. Berdasarkan sektor pengguna, penurunan kebutuhan energi terbesar pada 2015 terjadi pada sektor transportasi hingga lebih dari 59 juta BOE dibandingkan 2014. Dihapuskannya subsidi BBM pada awal 2015 dan kenaikan harga BBM yang terjadi beberapa kali pada 2015, serta perbaikan dan penambahan armada transportasi umum mengakibatkan sebagian kelompok masyarakat mengurangi penggunaan kendaraan pribadi dan beralih menggunakan transportasi umum guna menekan tingkat pengeluarannya.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.4 Perkembangan Kebutuhan Energi Nasional Per Sektor 2014-2015

Rumah tangga adalah sektor pengguna energi terbesar pada 2015. Sektor rumah tangga sendiri mengkonsumsi sekitar 35% dari total konsumsi energi di sektor pengguna akhir. Penggunaan energi di sektor rumah tangga pada 2015 mencapai 374 juta BOE, sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan penggunaan energi rumah tangga pada periode sebelumnya yang mencapai 370 juta BOE. Penggunaan energi di sektor rumah tangga didominasi oleh biomasa yang mencapai 70% dari total penggunaan energi di rumah tangga pada 2015. Tingginya penggunaan biomasa di sektor rumah tangga mengindikasikan bahwa masih banyak masyarakat yang belum memperoleh kesempatan untuk mendapatkan akses energi bersih dan modern khususnya untuk kegiatan memasak. Meskipun demikian, pemerintah terus mengupayakan perbaikan akses masyarakat untuk mendapatkan energi modern. Diantaranya melalui peningkatan rasio elektrifikasi, diversifikasi minyak tanah ke LPG, dan pembangunan jaringan gas kota.

Meningkatnya rasio elektrifikasi ikut mendorong peningkatan penggunaan listrik di rumah tangga menjadi 54,3 MBOE pada 2015 dari sebelumnya 51,5 MBOE. Penurunan konsumsi minyak tanah pada 2015 mencapai 26% dari konsumsi minyak tanah 2014

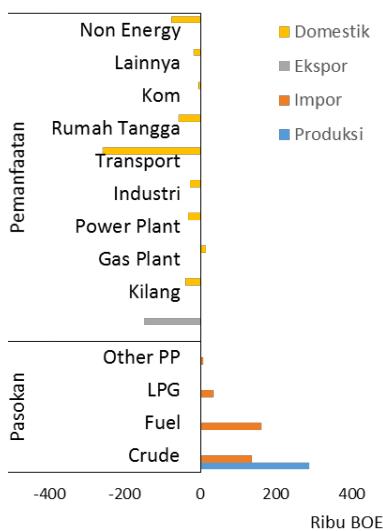
menunjukkan keberhasilan program diversifikasi minyak tanah ke LPG yang semakin luas. Konsumsi gas di rumah tangga menunjukkan peningkatan hingga mencapai 2% pada 2015. Pengembangan infrastruktur dan harga gas yang lebih kompetitif menjadi faktor penting dalam peningkatan konsumsi gas di rumah tangga.

Sektor komersial termasuk di dalamnya gedung dan bangunan masih didominasi oleh listrik. Pada tahun 2015 penggunaan listrik di sektor komersial mencapai 31 juta BOE atau 80% dari total penggunaan energi sektor komersial sebesar 38 MBOE. Peningkatan pembangunan area dan gedung perkantoran diperkirakan menjadi faktor utama yang mengakibatkan peningkatan kebutuhan listrik di sektor komersial. Dibandingkan 2014, penggunaan listrik di sektor komersial pada 2015 meningkat hingga mencapai 3% terhadap penggunaan listrik pada periode sebelumnya sebesar 30 juta BOE.

4.1.1 Minyak dan Produk Minyak

Indonesia masih memiliki ketergantungan impor yang cukup besar untuk memenuhi kebutuhan minyak dalam negeri. Peran impor dalam memenuhi kebutuhan minyak nasional (minyak mentah dan produk turunannya) masih lebih besar dibandingkan dengan minyak yang diproduksi dari dalam negeri, mendekati 50% dari total pasokan minyak nasional 2015. Bahan bakar dan minyak mentah menjadi bagian terbesar kebutuhan impor minyak nasional. Secara keseluruhan kebutuhan impor bahan bakar dan minyak mentah terhadap total impor minyak nasional masing-masing mencapai 48% dan 40% pada 2015. Indonesia juga masih membutuhkan impor LPG karena kemampuan produksi LPG dalam negeri yang masih terbatas dalam memenuhi kebutuhan LPG nasional yang semakin meningkat akibat pelaksanaan program konversi minyak tanah ke LPG.

Di sisi lain, produksi minyak bumi dalam negeri cenderung mengalami penurunan pada 2015 dibandingkan dengan 2014. Meskipun angka penurunan produksi minyak mentah pada 2015 masih di bawah 2% jika dibandingkan dengan angka produksi pada 2014. Jika dibandingkan dengan target produksi yang ditetapkan pemerintah di dalam APBN-P 2015, sebesar 825 ribu barrel per day (bpd), hingga akhir 2015, minyak mentah yang berhasil diproduksi hanya mencapai 94,2% dari target yang ditetapkan atau sekitar 777,56 ribu bpd. Selain permasalahan perijinan, tumpang tindih lahan, penurunan harga minyak menjadi faktor yang sangat berpengaruh terhadap penurunan tingkat produksi minyak nasional.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.5 Kondisi Pasokan dan Pemanfaatan Minyak Tahun 2015

Penurunan harga minyak menyebabkan beberapa perusahaan migas cenderung mengurangi pengeluaran untuk eksplorasi dan produksi. Secara rata-rata, harga minyak mentah Indonesia pada 2015 sebesar USD 49,21 per barel, mengalami penurunan sebesar 49% dibandingkan dengan harga minyak mentah Indonesia pada 2014 sebesar USD 96,51 per barel. Dibandingkan dengan harga minyak

internasional untuk jenis Brent dan WTI, harga minyak mentah Indonesia masih lebih tinggi USD 1 per barel terhadap WTI dan lebih rendah USD 5 per barel terhadap Brent.

Sumur-sumur tua masih menjadi penyumbang terbesar produksi minyak nasional. Lapangan Chevron masih berkontribusi sekitar 50% dari total produksi minyak nasional. Untuk menjaga keseimbangan produksi di sumur-sumur tua, penggunaan teknologi lanjutan seperti *Enhanced Oil Recovery* (EOR) mulai diterapkan oleh seluruh kontraktor kerja sama (KKS). Penggunaan EOR diperkirakan dapat meningkatkan *recovery factor* hingga 20%, dan meningkatkan produksi minyak 30% dari produksi normalnya.

Pemerintah masih terus berupaya untuk meningkatkan produksi yang berasal dari sumur-sumur baru. Di awal tahun 2015, SKK Migas mencatat beberapa sumur baru yang mulai berproduksi. Salah satunya adalah sumur minyak Bukit Tua yang berada di blok Ketapang, Jawa Timur yang mulai menghasilan minyak sebesar 20 ribu bpd pada akhir 2015. Selain itu terdapat juga peningkatan produksi dari Blok Cepu dari sebelumnya 40 ribu bpd menjadi 70 ribu bpd.

Di sisi pemanfaatan, transportasi masih menjadi sektor yang paling banyak menggunakan minyak dibandingkan dengan sektor-sektor lainnya. Meskipun terhitung mulai 1 Januari 2015, pemerintah telah mengeluarkan kebijakan baru dalam menetapkan harga Bahan Bakar Minyak (BBM), yaitu dengan kebijakan *Market Price*. Subsidi BBM untuk jenis RON 88 telah dihapuskan sehingga harga jual RON 88 menjadi fluktuatif mengikuti fluktuatif harga minyak dunia. Sementara untuk jenis minyak solar diberlakukan *fixed subsidy* sebesar Rp1000,-/L. Perhitungan harga akan menggunakan rumus yang telah ditetapkan oleh pemerintah. Instrumen pemerintah dalam mengatur harga BBM terdapat pada harga dasar.

Tabel 4.1 Komponen Dasar Perhitungan Harga BBM

No.	Komponen	Uraian	Keterangan
1	Harga Indeks Pasar (HIP)	Harga Indeks BBM di Pasar Internasional (FOB)	<i>Variabel Cost based on MOPS</i>
2	Biaya Penyediaan	Konsolidasi biaya-biaya pengadaan BBM dan komponen penyesuaian spesifikasi dari BBM dari kilang dalam negeri dan impor serta pengangkutan sampai Depo/Terminal Utama	<i>Fixed cost + variabel cost</i>
3	Penyimpanan	Biaya penyimpanan dan <i>handling</i>	<i>Fixed cost + variabel cost</i>
4	Distribusi	Biaya distribusi darat, laut, dan udara dari depot sampai ke lembaga penyalur (kecuali minyak tanah)	<i>Fixed cost + variabel cost</i>
5	Margin/Fee	Margin Badan Usaha: dalam melaksanakan PSO, badan usaha harus mendapatkan margin yang wajar.	<i>Fixed cost</i>
		Fee Penyalur (SPBU/APMS): biaya capital, biaya operasi dan fee untuk lembaga penyalur bensin dan solar.	<i>Fixed cost</i>

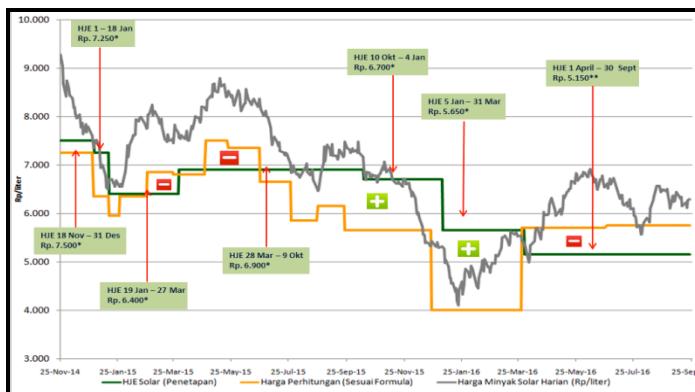
Sumber: Ditjen Migas, Kementerian ESDM

Perhitungan harga dasar menggunakan rata-rata harga indeks pasar, kurs rupiah terhadap dolar AS dengan kurs beli Bank Indonesia periode tanggal 25 sampai dengan tanggal 24 bulan sebelumnya, serta faktor inflasi. Dalam menetapkan formula harga pemerintah menggunakan harga eks kilang Singapura (*Mean of Platts Singapore/MOPS*). MOPS adalah patokan harga BBM yang dikeluarkan setiap hari oleh sebuah lembaga khusus di Singapura. Patokan harga MOPS ini diasumsikan sebagai harga BBM berlaku yang kompetitif dan mendekati harga efisien.



Sumber: Ditjen Migas, Kementerian ESDM

Gambar 4.6 Perkembangan Harga MOPS RON 88



* Harga termasuk subsidi tetar Rp. 1.000/liter

Sumber: Ditjen Migas, Kementerian ESDM

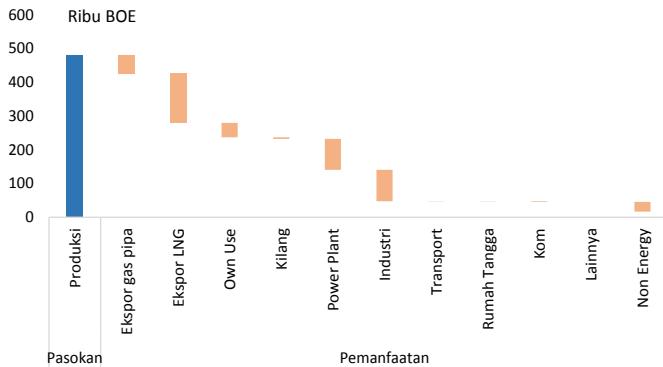
Gambar 4.7 Perkembangan Harga Jual Minyak Solar

Kebutuhan minyak di sektor transportasi mencapai sekitar 238 juta SBM pada 2015 dalam bentuk bahan bakar minyak (BBM). Sektor pengguna minyak terbesar kedua adalah pembangkit listrik (33 ribu SBM) yang diikuti oleh sektor rumah tangga sebagai pengguna minyak terbesar ketiga. Di sektor rumah tangga, penggunaan minyak mencapai sekitar 55 ribu SBM pada 2015. Penggunaan minyak di rumah tangga hampir seluruhnya dalam bentuk LPG yang utamanya dipergunakan untuk kebutuhan memasak di rumah tangga.

4.1.2 Gas

Produksi gas nasional yang masih tinggi dan rendahnya pemanfaatan gas bumi dalam negeri berdampak positif terhadap keamanan pasokan gas nasional. Hingga saat ini Indonesia tidak memiliki ketergantungan impor gas, bahkan pada 2015 Indonesia masih dapat mengalokasikan sekitar 41% dari produksi gas nasional untuk kebutuhan pasar ekspor dalam bentuk LNG maupun gas pipa. Indonesia bahkan termasuk di dalam salah satu negara pengekspor LNG terbesar ke empat di dunia setelah Qatar, Malaysia, dan Australia. Volume ekspor gas bumi dalam bentuk LNG pada 2015 naik lebih dari 7 juta BOE dibandingkan 2014. Mulai beroperasinya lapangan Donggi-Senoro menjelang akhir 2015 memberikan kontribusi positif terhadap peningkatan jumlah ekspor gas Indonesia, khususnya dalam bentuk LNG.

Akan tetapi, dari sisi produksi, gas Indonesia menunjukkan tren pertumbuhan negatif selama lima tahun terakhir. Pada 2015 sendiri, produksi gas nasional turun sekitar 2% dibandingkan produksi pada 2014. Tidak adanya penemuan lapangan gas yang signifikan menjadi penyebab utama menurunnya tingkat produksi gas alam nasional. Jika kondisi ini tidak segera diantisipasi, Indonesia akan menjadi negara net importer LNG pada tahun 2023, dengan asumsi penurunan produksi gas rata-rata 5% per tahun dan telah memperhitungkan ekspansi lapangan gas Tangguh pada 2019 sebesar 5.2 bcm/tahun.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.8 Penyediaan dan Pemanfaatan Gas Nasional Tahun 2015

Di dalam negeri, pemanfaatan gas bumi lebih banyak digunakan oleh sektor industri. Sektor industri memanfaatkan gas bumi sebagai bahan bakar dan bahan baku. Selama ini pemenuhan kebutuhan gas di sektor industri masih mengalami beberapa kendala terkait dengan continuitas jumlah pasokan gas yang harus dialirkan ke beberapa industri dan tingginya harga gas yang harus dibeli oleh konsumen industri.

Pembangkit listrik menjadi sektor berikutnya yang paling banyak menggunakan gas setelah industri. Pemanfaatan gas di sektor pembangkit listrik Beberapa hal yang menjadi perhatian dalam pemanfaatan gas bumi nasional adalah masih besarnya pemanfaatan gas untuk *flare* dan *losses* dalam hal ini dikategorikan sebagai *own use*. Dan masih rendahnya pemanfaatan gas di sektor transportasi dan rumah tangga akibat keterbatasan infrastruktur.

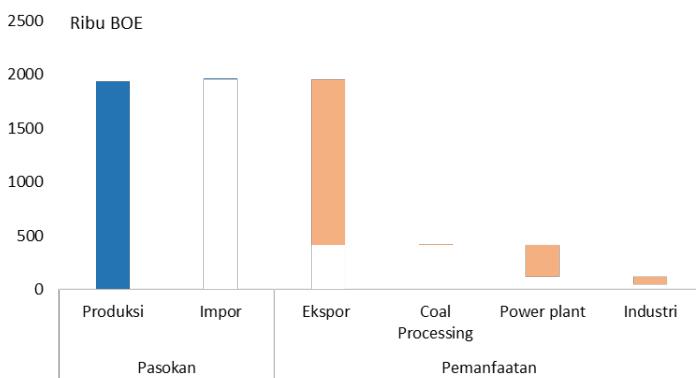
4.1.3 Batubara

Batubara adalah komoditas energi yang paling besar dieksport oleh Indonesia. Secara persentase, eksport batubara mencapai 81% dari total volume eksport energi Indonesia pada 2015. Pelemahan ekonomi global yang berdampak pada melambatnya perekonomian

China, penurunan harga batubara, serta kebijakan India untuk meningkatkan kemandirian energi berdampak cukup besar terhadap penurunan ekspor batubara pada 2015. Dibandingkan 2014, ekspor batubara Indonesia pada 2015 turun lebih dari 71 juta BOE (~ 16 juta ton).

Di sisi lain Indonesia juga masih memerlukan impor batubara. Kebutuhan impor batubara lebih ditujukan untuk memenuhi kebutuhan cooking coal yang jumlahnya terbatas di dalam negeri untuk menjalankan *blast furnace* di industri baja. Pada 2015 impor batubara mengalami kenaikan lebih dari 2.8 juta BOE dibandingkan kondisi pada 2014.

Di sisi produksi, batubara mengalami peningkatan produksi yang paling besar dibandingkan dengan jenis energi lainnya, bahkan melebihi peningkatan produksi secara total. Pada 2015 produksi batubara Indonesia mengalami kenaikan dari sebelumnya 1.924 juta BOE pada 2014 menjadi 1.938 juta BOE. Meningkatnya permintaan batubara dalam negeri khususnya dari sektor pembangkit listrik merupakan salah satu sebab yang mendorong peningkatan produksi batubara pada 2015.



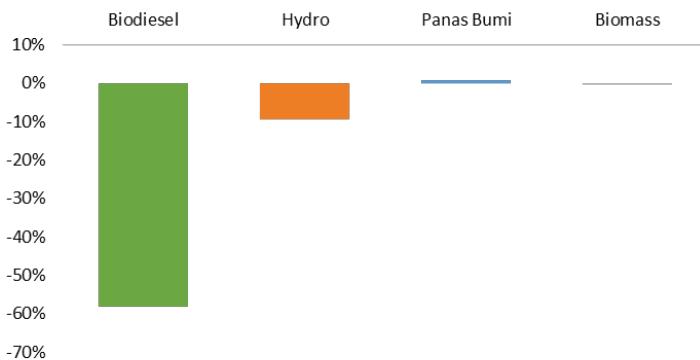
Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.9 Penyedian dan Pemanfaatan Batubara Nasional Tahun 2015

Di dalam negeri, konsumsi batubara nasional meningkat 7.7% menjadi 86 juta ton pada 2015 dari sebelumnya 76 juta ton pada 2014. Pemanfaatan batubara di Indonesia masih terbatas digunakan untuk pembangkit listrik dan industri. Pembangkit listrik merupakan pengguna terbesar batubara nasional. Dari total 86 juta ton batubara yang dijual di dalam negeri pada 2015, 81% diantaranya diserap oleh pembangkit listrik. Batubara masih menjadi sumber energi termurah untuk memproduksi listrik jika dibandingkan dengan sumber energi lainnya. Untuk menghasilkan 1 kWh listrik hanya dibutuhkan sekitar Rp 500 jika menggunakan pembangkit listrik batubara, sementara biaya pembangkitan listrik dengan menggunakan gas atau minyak mencapai lebih dari 2500 rupiah per kWh.

4.1.4 Energi Baru Terbarukan

Dengan total potensi energi terbarukan (EBT) yang mencapai lebih dari 400 GW, pemanfaatan EBT di Indonesia hingga saat ini masih sangat rendah, kurang dari 2% dari total potensi EBT. Selain pemanfaatan yang masih rendah, produksi energi terbarukan pada 2015 menunjukkan tren yang negatif, terutama tenaga air yang mengalami penurunan produksi hingga 7,6% atau setara dengan 3 MBOE dari sebelumnya 38 MBOE menjadi 35 MBOE. Penurunan produksi paling signifikan terjadi pada biodiesel mendekati 60% pada 2015 dari sebelumnya mendekati 4 juta KL pada 2014 menjadi sekitar 1,6 juta KL. Penurunan produksi biodiesel pada 2015 dipengaruhi oleh terjadinya penurunan produksi *crude palm oil* (CPO) sebagai dampak dari *El Nino*.



Sumber: HEESI 2016

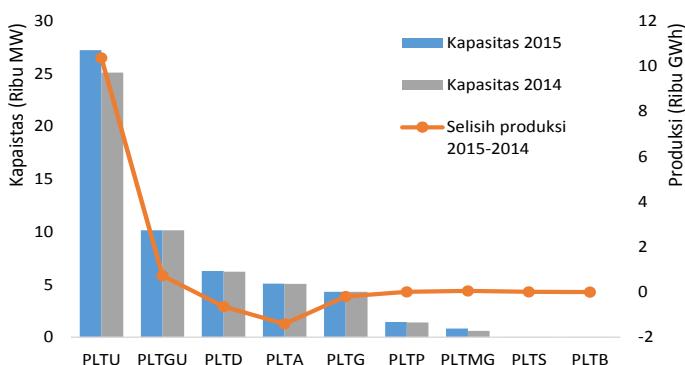
Gambar 4.10 Persentase Kenaikan/Penurunan Produksi Per Jenis EBT Pada 2015

Pemerintah selalu berupaya untuk meningkatkan peran EBT, terutama panas bumi, dalam bauran energi nasional dengan menempatkan proses lelang panas bumi di tingkat pusat guna menghindari keterlambatan perijinan di tingkat regional. Meningkatkan *ceiling price* panas bumi berkisar antara 0,12 dan 0,3 USD per kWh. Dan menghilangkan status *geothermal* sebagai aktifitas pertambangan. Akan tetapi, produksi listrik dari pembangkit Panas bumi, meskipun menunjukkan tren yang positif, kenaikannya tidak terlalu signifikan, kurang dari 1%.

4.1.5 Ketenagalistrikan

Peran batubara dalam penyediaan tenaga listrik di Indonesia semakin besar dan dominan. Program 10 ribu MW, dilanjutkan program percepatan pembangunan pembangkit tahap 2, dan adanya program 35 ribu MW menempatkan batubara sebagai sumber utama penyediaan tenaga listrik di Indonesia saat ini. Pada 2015 bauran batubara dalam penyediaan tenaga listrik nasional mencapai sekitar 53% dari total produksi nasional 233,9 ribu GWh.

Peran energi terbarukan relatif tidak menunjukkan peningkatan kapasitas yang signifikan. Kapasitas terpasang PLTP pada 2015 hanya meningkat 35 MW dari 1.403 MW pada 2014 menjadi 1.438 pada 2015 yang berasal dari penambahan kapasitas di PLTP Kamojang. Produksi listrik yang berasal dari pembangkit listrik EBT pada 2015 cenderung tetap jika dibandingkan dengan produksi listrik pada tahun sebelumnya. Bahkan karena adanya penurunan debit air di beberapa tempat, produksi listrik PLTA pada 2015 menunjukkan penurunan sekitar 1.400 GWh dibandingkan dengan 2014.

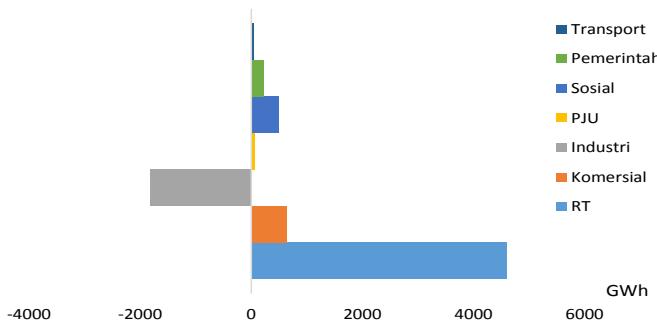


Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.11 Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik 2014, 2015 dan Produksi Listrik 2015

Dari sisi pengguna, rumah tangga menunjukkan peningkatan konsumsi listrik yang paling besar dibandingkan dengan pelanggan lainnya mencapai lebih dari 4.500 GWh pada 2015. Peningkatan rasio eletrifikasi merupakan salah satu faktor yang menyebabkan peningkatan penjualan listrik di rumah tangga. Di sisi lain, sektor industri menunjukkan perubahan yang negatif. Penjualan listrik di sektor ini turun mendekati 2.000 GWh pada 2015. Pelembahan perekonomian global, dan penurunan ekspor mengakibatkan beberapa industri seperti industri tekstil, cenderung untuk mengurangi aktivitas produksinya yang berakibat pada pengurangan konsumsi listrik di sektor industri.

Sejak 2009, Indonesia melakukan impor listrik untuk memenuhi kebutuhan listrik, khususnya di wilayah Kalimantan yang berbatasan dengan Malaysia. Pada 2015 impor listrik yang dilakukan oleh Indonesia meningkat 2 Thousand MBOE dari sebelumnya 6 Thousand MBOE menjadi 8 Thousand MBOE. Pembelian listrik dari Malaysia diharapkan dapat menutupi defisit¹ listrik di Kalimantan Barat. Selain di Kalimantan Barat, defisit listrik masih banyak terjadi di beberapa daerah. Sumatera defisit 23%, Sulawesi dan Nusa Tenggara defisit 14%, Maluku Papua defisit 12%. Hanya wilayah Jawa yang tidak mengalami defisit.



Sumber: HEESI 2016

Gambar 4.12 Perubahan penggunaan listrik berdasarkan pelanggan 2014-2015

Meskipun demikian kondisi kelistrikan di Jawa masih belum terlalu kuat dan masih rawan pemadaman jika terjadi gangguan pada pembangkit besar. Selain itu sistem kelistrikan Jawa Bali juga mengalami ketidakseimbangan beban di mana unit-unit pembangkit lebih banyak berada di wilayah timur Jawa sementara pusat-pusat beban banyak berada di wilayah barat Jawa. Manajemen penyediaan listrik di sistem Jawa Bali sendiri akan dibahas lebih lanjut pada bab selanjutnya.

¹ Defisit yang dimaksud adalah beban puncak melebih daya mampu

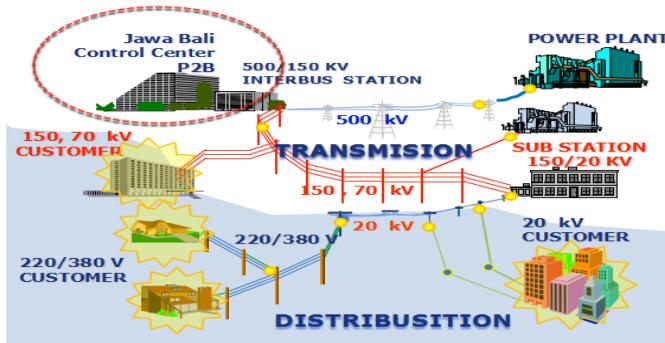
BAB V

OPTIMASI PRODUKSI

TENAGA LISTRIK SISTEM JAWA BALI

5.1 Penyediaan Ketenagalistrikan Sistem Jawa Bali

Sistem tenaga listrik Jawa Bali dibagi menjadi tiga yaitu pembangkitan, transmisi, dan distribusi. Pengelolaan pembangkitan dilaksanakan oleh PLN Pembangkitan Tanjung Jati B, PLN Unit Pembangkitan Jawa Bali, PT Indonesia Power, PT Pembangkitan Jawa Bali dan IPPs. Jenis pembangkit listrik terbagi menjadi PLTA, PLTU, PLTA, PLTD, PLTP, PLTU PLTG dan PLTGU.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.1 Sistem Penyaluran Tenaga Listrik

Transmisi, PT PLN (persero) Pusat Pengatur Beban (P2B) Jawa Bali melakukan peran transmisi yaitu penyaluran. Wilayah kerja P2B Jawa Bali meliputi pulau Jawa, Bali dan Madura. P2B Jawa Bali memiliki tugas menyalurkan dan melakukan pengaturan beban energi listrik dari pemasok yaitu perusahaan pembangkit listrik di sistem Jawa Bali ke PLN Distribusi wilayah usaha Jawa Bali dan

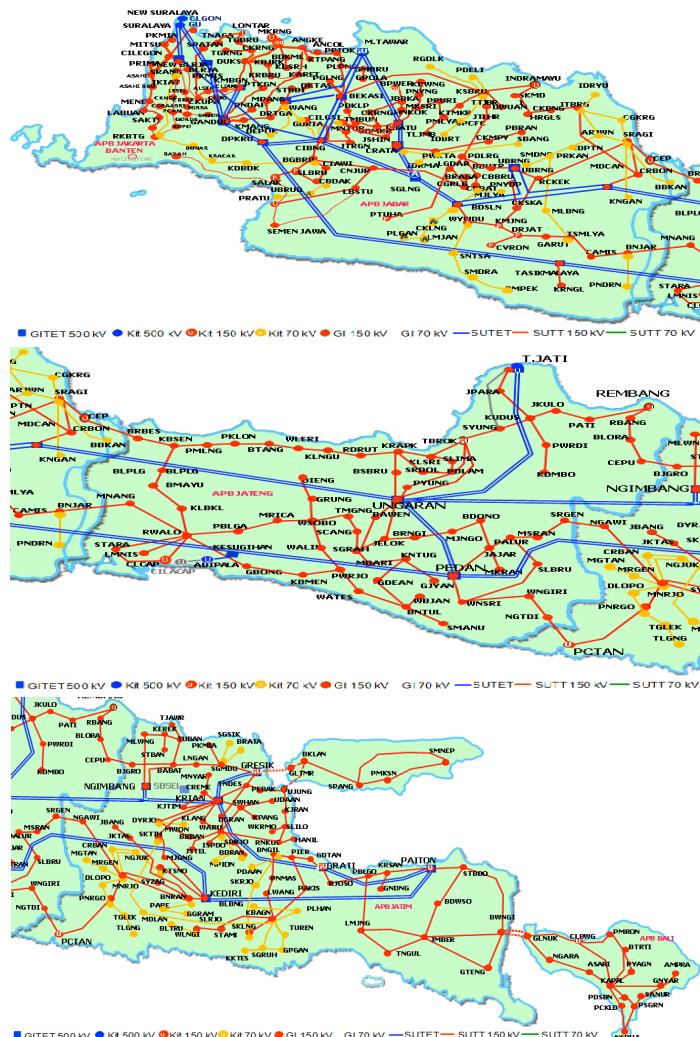
konsumen tegangan tinggi. Sebelum disalurkan, tenaga listrik yang dihasilkan pembangkit listrik oleh transformator (*Interbus Transformer* - IBT) dinaikkan menjadi tegangan tinggi sebesar 500 kV. IBT berada di sebuah tempat bernama gardu induk (GI). Untuk GI jaringan 500 kV disebut Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET). Selain untuk menaikkan tegangan GITET juga berfungsi untuk menurunkan tegangan di beberapa tempat.

Distribusi, peran pendistribusian daya listrik ke konsumen dilakukan oleh PLN Distribusi. PLN Distribusi memiliki wewenang untuk mengatur pembagian energi listrik ke konsumen dan mengatur berapa harga listrik per kWh yang dijual ke konsumen. Wilayah usaha Jawa Bali dilayani oleh PLN Distribusi Jakarta Raya & Tangerang, PLN Distribusi Jawa Barat & Banten, PLN Distribusi Jawa Tengah & Daerah Istimewa Yogyakarta (DIY), PLN Distribusi Jawa Timur dan PLN Distribusi Bali.

Sistem interkoneksi Jawa Bali memasok daya listrik bertegangan 500 kV melalui Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi (SUTET) ke seluruh wilayah Jawa Bali. Daya listrik ini dihasilkan dari beberapa pembangkit besar di Pulau Jawa seperti Pembangkit Suralaya di Banten, Pembangkit Tanjung Jati B di Jawa Tengah dan Pembangkit Paiton di Jawa Timur. Pengelola operasi sistem interkoneksi Jawa Bali adalah PLN P2B Jawa Bali yang berlokasi di Gandul, Jakarta.

PLN P2B dan pembangkit listrik mutlak harus menjalin koordinasi setiap saat. Sekecil apapun gangguan pada pembangkit akan berpengaruh pada sistem interkoneksi Jawa Bali. Setiap bulan PLN P2B Jawa Bali menyelenggarakan Rapat Alokasi Energi (RAE) yang melibatkan perwakilan dari seluruh pembangkit di Pulau Jawa. Di mana pada rapat tersebut terjadi tawar menawar antara PLN P2B dan pembangkit terkait daya yang bisa dihasilkan oleh pembangkit pada bulan itu. Para perwakilan dari pembangkit menyatakan sebesar apa kesiapan pembangkitnya pada bulan itu. Dari hasil tawar menawar dan laporan itu PLN P2B merangkum untuk

menentukan pembangkit mana saja yang harus diberi beban penuh dan tidak per jamnya.



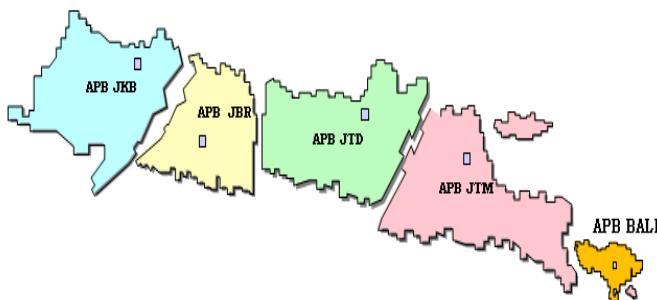
Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.2 Topologi Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali

Operasi sistem Jawa Bali di bagi dalam dua hirarki:

1. *Java Control Centre* (JCC), yang bertempat di Gandul sebagai pengendali sistem Jawa Bali yang bertanggungjawab terhadap manajemen energi serta pengendalian operasi sistem penyaluran 500 kV.
2. *Area Control Centre* (ACC) atau Area Pengatur Beban/ APB dibagi menjadi 5 wilayah, yaitu APB Jakarta dan Banten, APB Jawa Barat, APB Jawa Tengah dan DIY, APB Jawa Timur, dan APB Bali.

P2B Jawa Bali mengelola 1 (satu) *Inter Regional Control Center* (IRCC) yaitu *Java Control Centre* /JCC) dan 5 (lima) Area Control Center (ACC). JCC bertanggung jawab untuk mengoperasikan interkoneksi sistem 500 kV. Selain itu JCC, juga bertanggung jawab atas pengaturan komposisi pembangkitan di sistem Jawa Bali. Sedangkan ACC bertanggung jawab untuk mengoperasikan jaringan 150 dan 70 kV serta pengaturan tegangan di wilayahnya.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.3 Area Pengatur Beban PT. PLN P2B Jawa Bali

5.1.1 Pembangkitan Tenaga Listrik

Pada akhir Desember 2015, total kapasitas terpasang pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali mencapai 33.842,95 MW atau 64,02% dari total kapasitas terpasang nasional sebesar 52.859,29 MW. Sedangkan daya mampu pembangkit dari masing-masing jenis pembangkit di sistem tenaga listrik Jawa Bali dapat dilihat pada tabel 5.2.

**Tabel 5.1 Kapasitas Terpasang Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali
Tahun 2015**

Jenis Pembangkit	Kapasitas Terpasang (MW)
PLTA	2,405.81
PLTU	15,020.00
PLTG	1,977.33
PLGU	7,896.23
PLTP	345.00
PLTD	223.52
Sewa	80.66
IPP	5,894.40
Jumlah	33,842.95

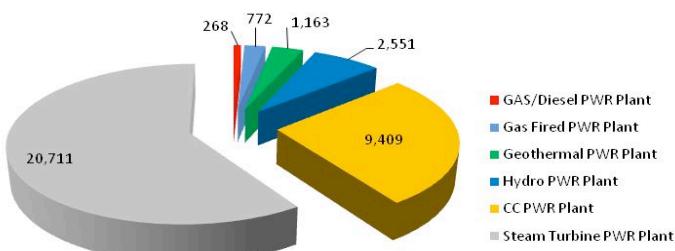
Sumber: Statistik PLN 2015

**Tabel 5.2 Daya Mampu Sistem Ketenagalistrikan
Jawa Bali Tahun 2015**

Jenis Pembangkit	Daya Mampu (MW)
PLTA	2,339.71
PLTU	13,841.60
PLTG	1,828.04
PLGU	7,004.23
PLTP	326.60
PLTD	214.50
Jumlah	25,554.68

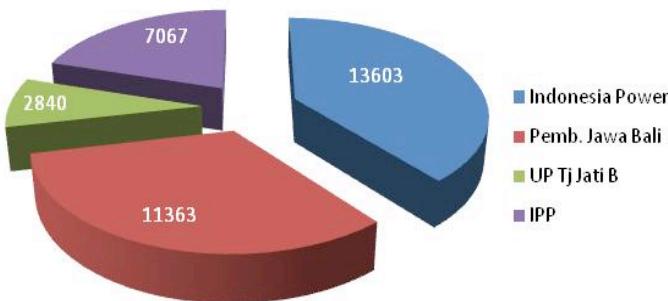
Sumber: Statistik PLN 2015

Tahun 2016 total kapasitas terpasang pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali (per September 2016) 34.873 MW atau meningkat sebesar 3% dari total kapasitas terpasang tahun 2015.



Sumber: P2B Jawa Bali (per September 2016)

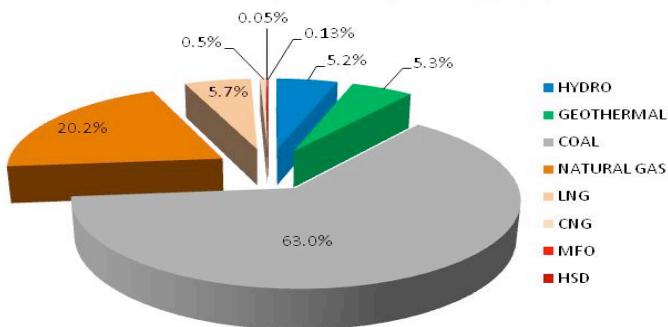
Gambar 5.4 Kapasitas Terpasang Per Jenis Pembangkit Tahun 2016



Sumber: P2B Jawa Bali (per September 2016)

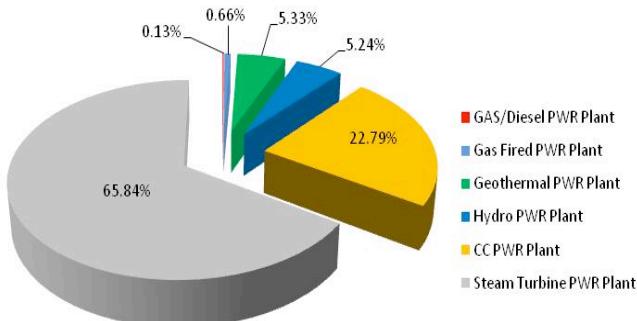
Gambar 5.5 Kapasitas Terpasang Per Operator Tahun 2016

Pembangkit listrik sistem ketenagalistrikan Jawa Bali didominasi oleh pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) yang memakai batubara sebagai bahan bakarnya. Dari total 34.873 MW, 63% di antaranya adalah pembangkit batubara.



Sumber: P2B Jawa Bali (per September 2016)

Gambar 5.6 Fuel Mix Per Energi Primer Tahun 2016



Sumber: P2B Jawa Bali (per September 2016)

Gambar 5.7 Fuel Mix Per Jenis Pembangkit

Beban Puncak

Beban tenaga listrik sistem Jawa Bali setiap tahun terus mengalami peningkatan. Secara umum, kondisi beban puncak sistem ketenagalistrikan Jawa Bali pada tahun 2015 mencapai 24.258 MW atau meningkat 1,5% dari tahun sebelumnya.



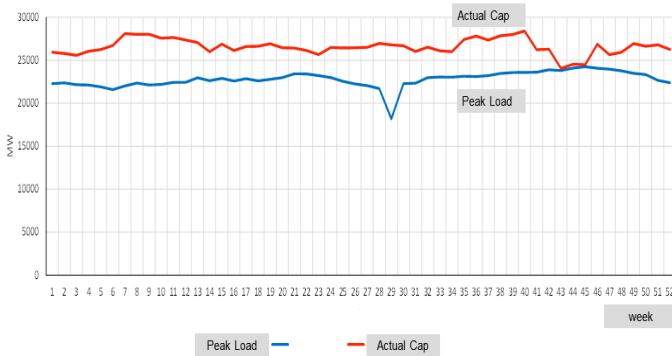
Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.8 Perkembangan Beban Pucak Sistem Jawa Bali

Tabel 5.3 Beban Pucak Sistem Jawa Bali Tahun 2010 s.d. 2015 (MW)

BULAN	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	SIANG	MALAM										
JAN	15,951	16,896	16,719	18,044	18,130	19,315	19,726	20,517	21,093	21,807	21,743	22,375
FEB	16,262	17,157	16,918	18,374	18,493	19,624	20,045	21,080	21,185	22,090	21,570	22,356
MAR	16,668	17,503	17,041	18,115	18,787	19,634	20,602	21,406	21,632	22,276	22,209	22,953
APR	16,824	17,775	17,567	18,673	19,100	20,343	20,793	21,673	21,982	22,974	22,177	22,893
MAY	16,865	17,896	17,747	18,884	19,135	20,424	21,069	21,968	22,290	23,227	22,444	23,416
JUN	16,695	17,804	17,477	18,598	19,109	20,298	20,933	21,790	22,328	23,420	22,250	23,213
JUL	16,464	17,645	17,568	18,916	18,882	20,165	20,403	21,295	22,083	22,487	21,631	22,336
AUG	16,695	17,840	17,720	18,804	19,116	20,077	20,622	21,750	21,705	22,749	22,332	23,132
SEP	16,470	17,860	17,971	19,334	19,682	20,977	21,305	22,381	22,061	23,084	22,793	23,575
OCT	16,769	18,100	18,398	19,698	20,206	21,237	21,731	22,567	22,915	23,900	23,192	23,895
NOV	16,658	17,994	18,353	19,739	20,171	21,127	21,424	22,174	22,728	23,824	23,449	24,258
DEC	16,424	17,919	18,658	19,439	20,061	20,891	21,350	22,049	22,251	22,800	23,066	23,591

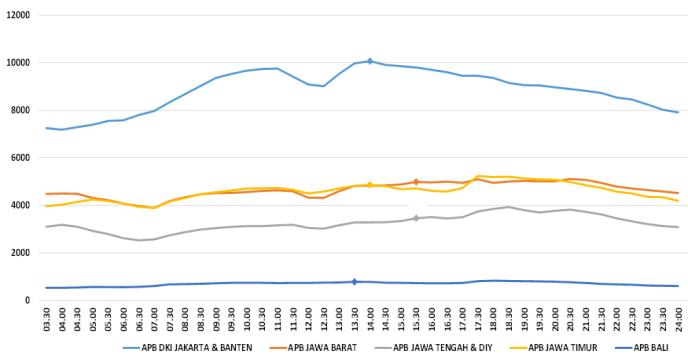
Sumber: P2B Jawa Bali



Sumber: P2B Jawa Bali

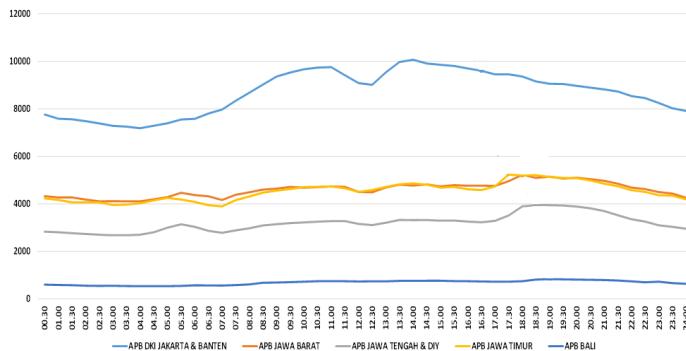
Gambar 5.9 Beban Pucak Sistem Jawa Bali per Minggu Tahun 2015

Setiap area di Sistem Jawa Bali memiliki karakteristik beban dan kompisisi pembangkit yang berbeda-beda. Karakteristik beban di area Jakarta dan Banten adalah beban industri, sedangkan karakteristik beban area lainnya adalah beban rumah tangga.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.10 Karakteristik Beban Puncak Siang Per Area Pengatur Beban

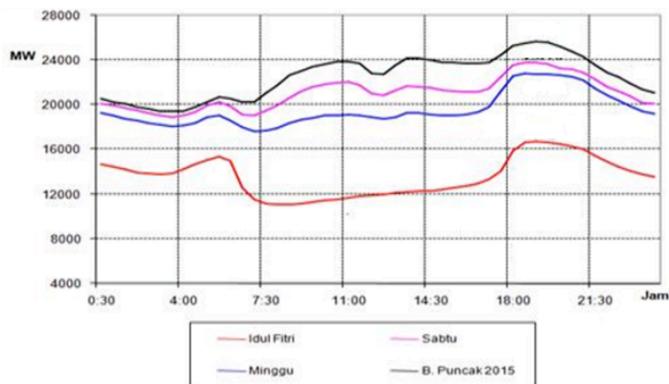


Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.11 Karakteristik Beban Puncak Malamper Area Pengatur Beban

Karakteristik beban pada hari kerja dan hari Sabtu tidak jauh berbeda, tetapi keduanya berbeda dengan karakteristik beban hari Minggu dan hari libur di mana beban rendah pada siang hari berlangsung lebih lama. Beban puncak pada hari minggu umumnya mencapai 89% dari beban puncak sistem, sedangkan beban puncak pada hari libur lebih rendah lagi dari beban puncak pada hari minggu.

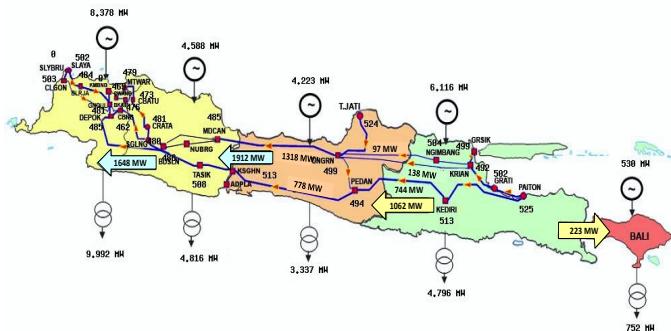
Kemudian, beban puncak pada hari raya Lebaran pada umumnya lebih rendah dibandingkan dengan beban puncak pada kondisi hari kerja (proyeksi berkurang sekitar 10-20%, untuk Jawa Bali berkurang sekitar 30%) dikarenakan pada hari tersebut industri yang mengkonsumsi tenaga listrik yang sangat besar dan perkantoran berhenti beroperasi (libur)



Sumber: P2B Jawa Bali

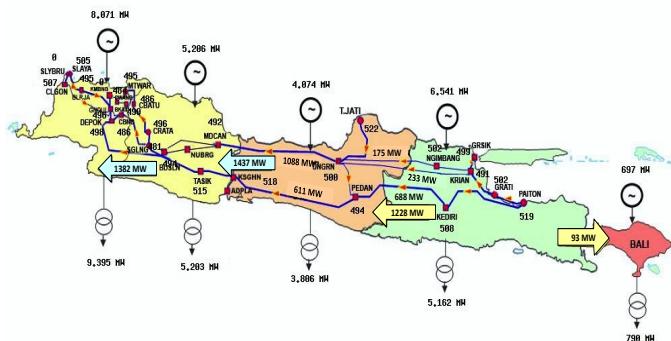
Gambar 5.12 Karakteristik Kurva Beban Puncak Tahun 2015

Aliran daya untuk sistem Jawa Bali pada saat beban puncak hari kerja dapat dilihat pada gambar 5.13 dan gambar 5.14 aliran daya energi dari timur ke barat dan besarnya akan sangat tergantung pada komposisi operasi pembangkit dan topologi jaringan. Berikut adalah contoh aliran daya pada saat beban puncak siang hari 19 Mei 2016 dan malam hari 24 Mei 2016 di mana masing-masing sebesar 23.835 MW dan 24.589 MW.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.13 Aliran Daya Saat Beban Puncak Siang Hari



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.14 Aliran Daya Saat Beban Puncak Malam Hari

Produksi dan Pembelian Tenaga Listrik

Pada tahun 2015, jumlah energi listrik produksi sendiri (termasuk sewa) Jawa Bali sebesar 130.809,49 GWh meningkat 0,23% dibandingkan tahun sebelumnya 130.510 GWh. Presentase energi listrik produksi sendiri (termasuk sewa) per jenis energi primer adalah: gas alam 40.340,96 GWh, batubara 80.302,04 GWh, minyak 1637,8 GWh, tenaga air 5.622,26 GWh, panas bumi 2.892,87 GWh, dan 13,17 GWh berasal dari bahan bakar campur lainnya. Dibandingkan tahun sebelumnya pangsa bahan bakar minyak, gas alam dan air mengalami penurunan, sedangkan pangsa, batubara, dan panas bumi mengalami peningkatan.

Produksi total PLN (termasuk pembelian dari luar PLN) pada tahun 2015 sebesar 172.245,95 GWh, mengalami peningkatan sebesar 2.029,89 GWh atau 1.20% dari tahun sebelumnya. Dari produksi total PLN tersebut, energi listrik yang dibeli dari luar PLN sebesar 41.436,46 GWh. Pembelian energi listrik tersebut meningkat 1730,4 GWh atau 4,36% dibandingkan tahun 2014.

5.1.2 Transmisi dan Distribusi

Gardu Induk (GI) merupakan bagian yang tak terpisahkan dari saluran transmisi distribusi listrik. Di mana suatu sistem tenaga yang dipusatkan pada suatu tempat berisi saluran transmisi dan distribusi, perlengkapan hubung bagi, transformator, dan peralatan pengaman serta peralatan kontrol. Sistem tenaga listrik Jawa Bali mempunyai Jumlah Gardu Induk sebanyak 435 dengan 24 Gardu Induk tegangan Ekstra Tinggi (GITET) 500 kV, 310 GI 150 kV, 101 GI 70 kV. Fungsi utama dari gardu induk, yaitu untuk mengatur aliran daya listrik dari saluran transmisi ke saluran transmisi lainnya yang kemudian didistribusikan ke konsumen, sebagai tempat kontrol, pengaman operasi sistem, dan tempat untuk menurunkan tegangan transmisi menjadi tegangan distribusi.

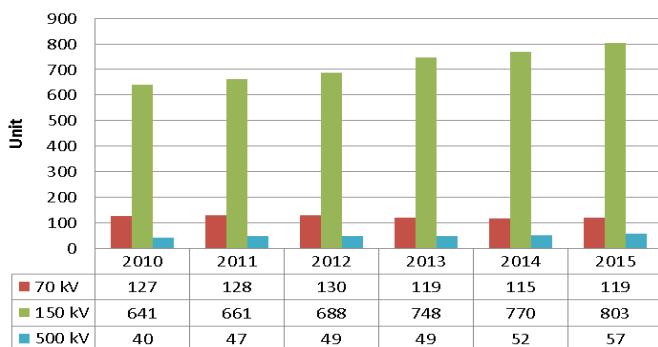
**Tabel 5.4 Transmisi Tenaga Listrik Jawa Bali
Tahun 2015**

Uraian	Satuan	Sistem Tegangan			Total
		70 kV	150kV	500kV	
Gardu Induk	Unit	101	310	24	435
Trafo	Unit	119	803	57	979
	MVA	2.581	43.192	28.000	73.773
Transmisi	kms	3.007	14.050	5.053	22.110

Sumber: P2B Jawa Bali

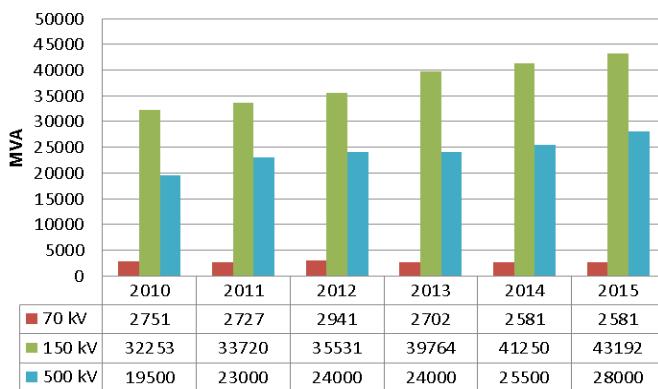
Kemudian trafo, kapasitas terpasang trafo gardu induk tahun 2015 sebesar 73.773 MVA, meningkat 6,41% dari tahun sebelumnya. Dengan rincian, kapasitas terpasang trafo gardu induk 500 kV, 150

kV dan 70 kV masing-masing sebesar 28.000 MVA, 43.192 MVA dan 2.581 MVA. Jumlah trafo gardu induk sebanyak 979 unit, terdiri atas trafo sistem 500 kV sebanyak 57 unit, sistem 150 kV sebanyak 803 unit, dan sistem 70 kV sebanyak 119 unit.



Sumber: P2B Jawa Bali

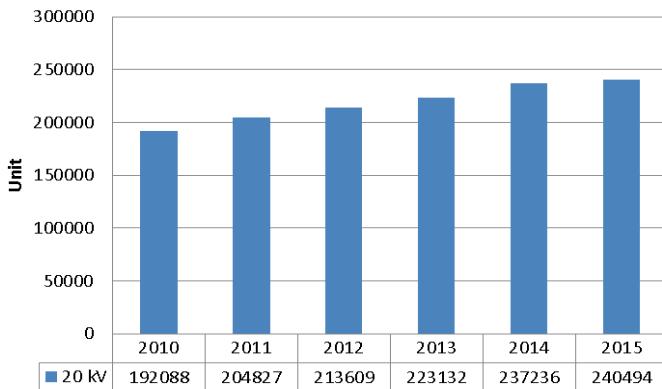
Gambar 5.15 Jumlah Trafo Gardu Induk Jawa Bali



Sumber: P2B Jawa Bali

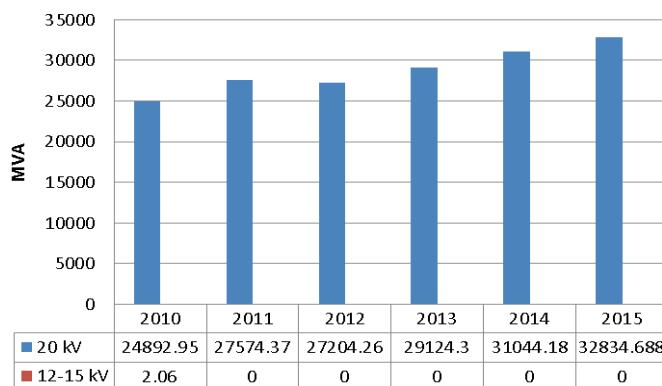
Gambar 5.16 Kapasitas Daya Terpasang Gardu Induk Jawa Bali

Selanjutnya, kapasitas terpasang dan jumlah trafo gardu distribusi tahun 2015 menjadi 32.834,69 MVA dan 240.494 unit. Kapasitas terpasang dan jumlah trafo mengalami peningkatan masing-masing sebesar 5,77% dan 1,37%.



Sumber: P2B Jawa Bali

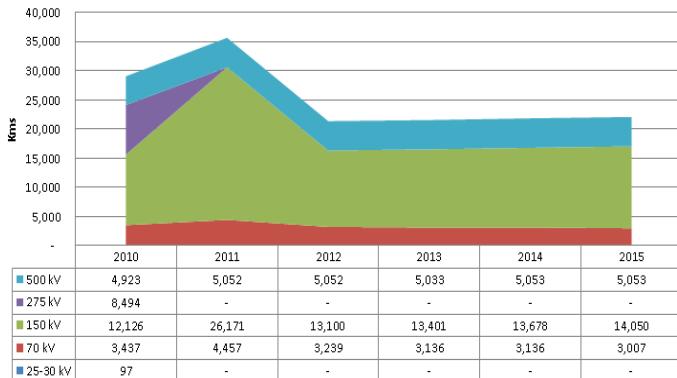
Gambar 5.17 Jumlah Trafo Gardu Distrbusi Jawa Bali



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.18 Daya Terpasang Gardu Distrbusi Jawa Bali

Total panjang jaringan transmisi pada sistem Jawa Bali pada tahun 2015 mencapai 22.110 Kms, yang terdiri atas jaringan 500 kV sepanjang 5.053 Kms, 150 kV sepanjang 14.050 Kms, dan 70 kV sepanjang 3.007 Kms. Total panjang jaringan distribusi sepanjang 431.035 Kms, terdiri atas JTM sepanjang 152.532 Kms dan JTR sepanjang 278.503 Kms.

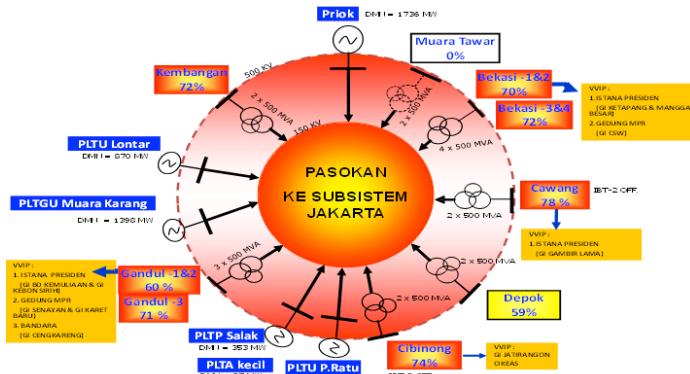


Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.19 Panjang Jaringan Transmisi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali (Kms)

GITET wilayah DKI Jakarta dan Banten meliputi Gandul, Cawang, Kembangan, Depok, Cibinong, Bekasi, Suralaya, Cilegon, dan Balaraja. GITET wilayah Jawa Barat meliputi Bandung Selatan, Cibatu, Cirata, Tasikmalaya, Ujung Berung, Mandirancan, dan Cibinong. GITET wilayah Jawa Tengah dan DIY meliputi, Pedan, Ungaran, dan Tanjung Jati B. GITET wilayah Jawa Timur dan Bali meliputi Gresik, Paiton, Grati, Kediri, Krian, dan Ngimbang.

GITET Gandul merupakan objek vital nasional, karena memiliki kapasitas trafo sebesar 1.500 mega volt ampere (MVA) yang memasok sebagian beban kota Jakarta di sisi tengah dan barat, Cengkareng, Provinsi Banten. Melihat fungsinya tersebut, maka beban trafo di GITET Gandul sangatlah tinggi. Selain itu GI Cawang juga merupakan Gardu Induk Tegangan Ekstra Tinggi (GITET) yang berkapasitas 500 kV. GITET Cawang menyalurkan daya ke beberapa Gardu Induk, yaitu: Mampang, Gambir Lama, Duren Tiga, Taman Rasuna, CSW, Cipinang, Pulomas, Danayasa, dan AGP.



Gambar 5.20 Profil GITET Gandul

5.1.3 Penjualan Tenaga Listrik

Jumlah energi listrik terjual pada tahun 2015 sebesar 146.303,72 GWh meningkat 1.232,27 GWh dibandingkan tahun sebelumnya. Kelompok pelanggan Industri mengkonsumsi 56.812,40 GWh (38,83%), Rumah Tangga 56.707,42 GWh (38,76%), Bisnis 24.720,38 GWh (16,90%), dan Lainnya (sosial, gedung pemerintah dan penerangan jalan umum) 8.063,52 GWh (5,51%).

Tabel. 5.5 Konsumsi Listrik Provinsi di Jawa Bali
Tahun 2015

Satuan PLN/Provinsi	Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial	Gdg. Kantor Pemerintah	Penerangan Jalan Umum	Jumlah	(%)
Dist. Jawa Timur	12.127,23	13.080,88	3.831,19	908,54	322,58	554,39	30.824,81	15,2
Dist. Jawa Tengah dan Yogyakarta	11.183,35	7.139,30	2.909,70	900,13	261,59	498,28	22.892,34	11,29
- Jawa Tengah	9.806,95	6.901,46	2.339,49	706,08	208,52	445,69	20.408,19	10,06
- D.I. Yogyakarta	1.376,40	237,84	570,22	194,05	53,06	52,59	2.494,15	1,22
Dist. Jawa Barat dan Banten	18.425,56	26.288,63	4.961,94	856,51	397,18	328,14	51.257,96	25,27
- Jawa Barat	16.794,88	20.716,98	4.605,88	787,79	355,68	297,71	43.558,91	21,47
- Banten	1.630,67	5.571,66	356,06	68,72	41,50	30,43	7.699,05	3,8
Dist. Jakarta Raya dan Tangerang	14.971,29	10.303,59	13.017,55	1.288,76	1.280,51	466,90	41.328,61	20,37
Jawa	56.707,42	56.812,40	24.720,38	3.953,95	2.261,86	1.847,71	146.303,72	72,13

Sumber: Statistik PLN 2015

Penjualan energi listrik untuk kelompok pelanggan yaitu rumah tangga, bisnis dan lainnya mengalami peningkatan masing-masing sebesar 5,08%, 0,36% dan 5,50%. Sedangkan untuk kelompok pelanggan Industri mengalami penurunan sebesar 3,43%. Jumlah pelanggan pada akhir tahun 2015 sebesar 38.288.280 pelanggan meningkat 6,5% dari akhir tahun 2014. Harga jual listrik rata-rata per kWh selama tahun 2015 sebesar Rp 946,50 lebih tinggi dari tahun sebelumnya sebesar Rp 872,65.

5.1.4 Susut Energi dan Rasio Elektrifikasi

Selama tahun 2015, susut energi pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali sebesar 8,39%. Susut energi adalah jumlah energi dalam kWh yang hilang/menyusut terjadi karena sebab sebab teknik maupun non teknik pada waktu penyediaan dan penyaluran energi. Susut energi terdiri dari susut transmisi dan susut distribusi. Susut transmisi merupakan susut teknik yang terjadi pada jaringan transmisi, yang meliputi susut pada Jaringan Tegangan Tinggi (JTT) dan pada Gardu Induk (GI). Sedangkan susut distribusi, adalah susut teknik dan non teknik yang terjadi pada jaringan distribusi yang meliputi susut pada Jaringan Distribusi Tegangan Tinggi (JDTT), Jaringan Tegangan Menengah (JTM), Gardu Distribusi (GD), Jaringan Tegangan Rendah (JTR), Sambungan Rumah (SR) serta Alat Pembatas & Pengukur (APP) pada pelanggan TT, TM dan TR. Susut transmisi Jawa Bali sebesar 2,44% dan susut distribusi Jawa Bali 6,11%. Susut energi tahun 2015 lebih tinggi dibandingkan tahun 2014 yaitu sebesar 8,40%.

Berikut adalah rincian rasio elektrifikasi di provinsi region Jawa Bali hingga realisasi akhir tahun 2015 lalu:

Tabel 5.6 Rasio Elektrifikasi Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali

Provinsi	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DKI Jakarta	100	92.82	99.99	99.99	107.9	99.76
Banten	97.72	75.02	77.52	86.27	91.6	95.64
Jawa Barat	99.81	70.72	76.03	80.15	84.8	94.27
Jawa Tengah	100	77.31	79.95	86.13	88	91.36
DI. Yogyakarta	100	75.19	77.26	80.57	82.3	86.27
Jawa Timur	99.89	72.05	74.31	79.26	83.6	86.69
Bali	99.72	69.77	74.95	78.08	85.1	89.19

Sumber: Direktorat Jendral Ketenagalistrikan

5.2 Manajemen Sistem Ketenagalistrikan Jawa Bali

Perekonomian modern sangat tergantung pada penyediaan listrik yang handal dan terjangkau untuk mempertahankan dan mendorong pertumbuhan ekonomi dan kesejahteraan sosial.

Manajemen rantai penyediaan tenaga listrik adalah integrasi proses bisnis utama dari pembangkitan, transmisi, distribusi hingga penjualan untuk menjaga keseimbangan antara penyediaan dan permanfaatan listrik dengan biaya minimum. Ada tiga komponen utama dalam rantai pasokan energi:

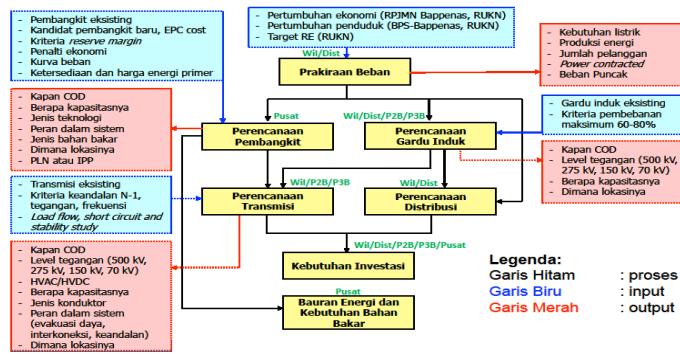
1. Komoditas energi: Pembangkit listrik yang dipakai untuk memproduksi dan membangkitkan listrik dari berbagai sumber tenaga seperti PLTU, PLTA, dll.
2. Layanan jaringan: yang mencakup transmisi atau memindahkan energi dalam volume tinggi dari sumber tenaga listrik kepada konsumen dan distribusi.
3. Layanan ritel: penagihan dan mengelola risiko harga konsumen.

PLN berkewajiban menyediakan tenaga listrik dalam jumlah yang cukup kepada masyarakat di seluruh Indonesia secara terus-menerus, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang.

5.2.1 Proses Perencanaan Sistem di PLN

Dalam sistem tenaga listrik perlu dilakukan terlebih dahulu suatu perencanaan yang meliputi penyaluran dan perencanaan pembangkitan untuk mencapai sasaran operasi sistem tenaga listrik yang ekonomis, andal dan berkualitas. Perencanaan sangat perlu dilakukan karena energi listrik harus diproduksi saat energi listrik diperlukan, pembangkit dan transmisi diperlukan pemeliharaan berkala karena dioperasikan terus menerus dan akan mengalami penurunan kinerja serta ketersediaan energi primer yang selalu berubah-ubah.

Kesalahan dalam perencanaan sistem tenaga listrik akan menyebabkan kerugian yang sangat besar bagi *utility* tersebut (PLN), bahkan bagi negara, dan tentunya juga bagi para pelanggan. Proses perencanaan sistem di PLN meliputi prakiraan beban, perencanaan pembangkit, perencanaan gardu induk, perencanaan transmisi, perencanaan distribusi, kebutuhan investasi, dan bauran energi dan kebutuhan bahan bakar.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.21 Proses Perencanaan Sistem di PLN

Faktor-faktor yang menentukan dalam prakiraan beban adalah pertumbuhan penduduk, pertumbuhan ekonomi, dan target rasio elektrifikasi yang tercantum dalam RUKN. Semakin tinggi tingkat

kesejahteraan masyarakat maka akan semakin tinggi pula jumlah konsumsi tenaga listrik. Dalam prakiraan beban tersebut, maka output yang dihasilkan adalah jumlah pelanggan, kebutuhan listrik, produksi energi, kontrak ketenagalistrikan, dan beban puncak. Perencanaan sistem tenaga listrik tidaklah mudah, karena permasalahannya yang kompleks, ketidakpastian peningkatan beban merupakan masalah terbesar yang dihadapi.

Prakiraan beban digunakan sebagai dasar dalam merencanakan pembangkitan dan penyaluran. Oleh sebab itu dasar dari perencanaan sistem tenaga listrik adalah dengan melihat kurva beban dan beban puncak beban tiap tahunnya, kemudian dengan menggunakan data tersebut, dapat dilakukan *forecasting* (peramalan) beban pada periode waktu kedepan, sehingga dengan mengetahui data tersebut kita mampu merencanakan pembangunan infrastruktur sistem tenaga listrik tersebut. Akurasi prakiraan beban berpengaruh terhadap keekonomian pengoperasian sistem tenaga listrik.

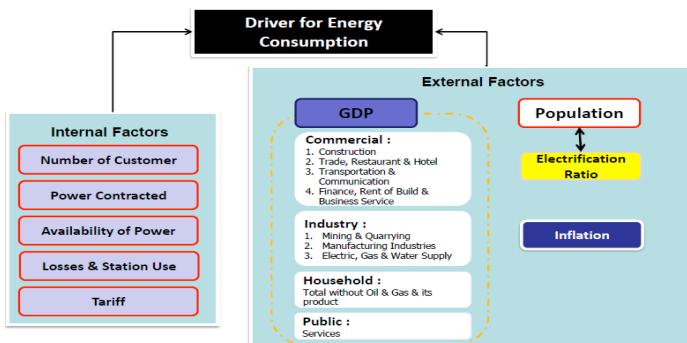


Gambar 5.22 Tahapan Prakiraan Beban

Pengembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik diarahkan untuk memenuhi pertumbuhan beban, dan pada wilayah tertentu diutamakan untuk memenuhi kekurangan pasokan tenaga listrik. Pengembangan kapasitas pembangkit juga dimaksudkan untuk meningkatkan keandalan pasokan yang diinginkan, dengan mengutamakan pemanfaatan sumber energi setempat, terutama energi terbarukan.

Sistem tenaga listrik mengalami pertumbuhan setiap tahunnya, pertumbuhan tersebut awalnya disebabkan oleh pertumbuhan beban (*load*) di sistem tersebut, untuk mengimbangi pertumbuhan tersebut maka setiap aspek dari sistem tenaga listrik (infrastruktur pendukung) tersebut juga harus diperluas/ditambah, agar daya maupun energi yang dibutuhkan oleh beban (konsumen) dapat disediakan.

Pembangkit baru yang masuk ke sistem Jawa Bali pada tahun 2015 adalah 640 MW terdiri dari PLTU Celukan Bawang (380 MW), PLTNG Pesanggaran (200 MW) dan PLTP Kamojang 5 (30 MW).



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.23 Model untuk *Demand Forecasting*

Model yang digunakan PT. PLN dalam melakukan *demand forecasting* ialah dengan memasukan faktor internal dan faktor eksternal. Faktor Internal meliputi: jumlah pelanggan, *power contracted*, *availability of power*, *losses & station use*, dan harga. Sementara faktor eksternalnya meliputi, PDB, inflasi, populasi dan rasio elektrifikasi.

5.2.2 Aturan Jaringan Sistem Jawa Bali

Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali diatur dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 03 Tahun 2007. Aturan jaringan ini merupakan seperangkat peraturan, persyaratan dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan serta pengoperasian dan pengembangan sistem yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik.

Aturan jaringan sistem tenaga listrik Jawa Bali disusun berdasarkan kondisi struktur sistem tenaga listrik Jawa Bali saat ini, untuk diberlakukan kepada semua pelaku usaha pada sistem Jawa Bali, yaitu PT. PLN (Persero) P2B selaku pengelola jaringan transmisi sekaligus pengoperasi sistem, PT. Indonesia Power, PT. Pembangkit Jawa Bali, serta konsumen besar yang instalasinya secara langsung terhubung ke jaringan transmisi.

Para pelaku usaha pada sistem Jawa Bali tersebut berkewajiban memenuhi semua ketentuan dalam aturan jaringan sebagai dasar untuk pengoperasian instalasi penyediaan tenaga listrik yang dimilikinya. Di samping itu, ketentuan-ketentuan pada aturan jaringan akan memberikan kejelasan mengenai kewajiban masing-masing pelaku usaha pada sistem Jawa Bali.

Aturan Penyambungan

Aturan penyambungan menyatakan persyaratan minimum teknis dan operasional untuk setiap Pemakaian Jaringan, baik yang sudah maupun akan tersambung ke jaringan transmisi, serta persyaratan minimum teknis dan operasional yang harus dipenuhi oleh P2B di titik-titik sambungan dengan para pemakai jaringan.

P2B dan semua pemakai jaringan harus berusaha semaksimal mungkin agar pada setiap titik sambungan dipenuhi frekuensi nominal 50 Hz, diusahakan untuk tidak rendah dari 49,5 Hz, atau lebih tinggi dari 50,5 Hz, dan selama waktu keadaan darurat dan gangguan, frekuensi sistem diizinkan turun hingga 47,5 Hz atau naik

52,0 Hz sebelum unit pembangkit diizinkan keluar dari operasi. Tegangan sistem harus dipertahankan dalam batasan sebagai berikut:

Tegangan Nominal	Kondisi Normal
500 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
70 kV	+5%, -10%
20 kV	+5%, -10%

Selanjutnya, distorsi harmonik total maksimum pada setiap titik sambungan dalam kondisi operasi normal dan pada kondisi-kondisi keluar terencana maupun tak terencana harus memenuhi sebagai berikut:

Tegangan Nominal	Distorsi Total
500 kV	tidak termasuk
150 kV	3%
70 kV	3%
20 kV	3%

Ketika terjadi kondisi gangguan yang parah pada sistem, seperti terpecahnya sistem, keluarnya komponen yang besar dari sistem dan/atau terjadinya *collapse*, P2B serta seluruh pemakai jaringan wajib berkoordinasi untuk menjamin tercapainya karakteristik kerja jaringan transmisi.

Semua peralatan pemakai jaringan harus dirancang dan dipasang berdasarkan spesifikasi yang baik, serta dioperasikan dan dipelihara berdasarkan kebiasaan yang baik di industri kelistrikan, dan harus mampu dioperasikan pada kondisi yang telah ditetapkan.

Aturan Operasi

Aturan operasi menjelaskan tentang peraturan dan prosedur yang berlaku untuk menjamin agar keandalan dan efisiensi operasi sistem Jawa Bali dapat dipertahankan pada suatu tingkat tertentu. Sistem

dinyatakan berada dalam keadaan operasi baik bila frekuensi dalam batas kisaran operasi normal ($50\pm0,2$ Hz), kecuali penyimpangan dalam waktu singka diperkanankan pada kisaran ($50\pm0,5$ Hz), sedangkan selama kondisi gangguan, frekuensi boleh berada pada batas 47,5 Hz dan 52,0 Hz. Tegangan gardu induk berada dalam batas-batas yang menjamin bahwa tegangan pada semua pelanggan berada dalam kisaran tegangan yang ditetapkan sepanjang pengatur tegangan jaringan distribusi dan peralatan pemasok daya reaktif bekerja dengan baik sehingga mencegah terjadinya *voltage collapse* dan masalah stabilitas dinamik sistem.

Tingkat pembebanan jaringan transmisi dipertahankan berada dalam batas-batas yang ditetapkan melalui studi analisis stabilitas *steady state* dan *transient* untuk semua gangguan yang potensial. Tingkat pembebanan arus di semua peralatan jaringan transmisi dan gardu induk (*transformator* dan *switchgear*) berada dalam batas rating normal untuk semua *single contingency* gangguan peralatan.

Untuk memertahankan keamanan sistem jika terjadi perubahan kondisi dalam sistem, Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban Region/Sub-region harus mengambil langkah-langkah penyesuaian kondisi operasi untuk mengembalikan sistem ke keadaan aman.

Cara paling efektif untuk mencegah padamnya seluruh sistem adalah dengan menjamin bahwa keseimbangan pembangkitan dengan beban selalu dipertahankan dalam semua kondisi yang diperkirakan akan terjadi. Harus tersedia fasilitas pelepasan beban yang memadai secara otomatis dengan frekuensi rendah untuk mengembalikan kondisi sistem ke operasi yang normal setelah kejadian perubahan kondisi dalam sistem.

Frekuensi di sistem akan konstan bila total pembangkitan seimbang dengan total beban ditambah rugi-rugi jaringan. Bila pembangkitan melebihi beban ditambah rugi-rugi, maka frekuensi sistem naik. Bila kondisi sebaliknya terjadi, maka frekuensi sistem turun. Jika Pusat

Pengatur Beban menetapkan bahwa frekuensi telah atau akan turun di bawah 49,7 Hz dan cadangan tersedia tidak mencukupi untuk mengembalikan frekuensi ke kisaran normal, pusat Pengatur Beban harus mengumumkan bahwa terjadi darurat di sistem. Dalam hal ini Pusat Pengatur Beban harus memerintahkan Pengatur Beban Region/Sub Region dan operator pembangkit untuk mengurangi tegangan. Bila sistem telah kembali pada kondisi yang memuaskan, maka Pusat Pengatur Beban harus memerintahkan pengembalian tegangan ke kisaran normal.

Secara berkala Pusat Pengatur Beban atau Pengatur Beban Region/Sub-region harus melakukan terhadap peralatan operasi Sistem untuk menjamin bahwa semuanya berfungsi baik guna mencapai operasi yang andal. Selain itu, harus melakukan uji prosedur keadaan darurat dan prosedur pemulihan Sistem untuk menjamin pelaksanaan yang sigap dan aman bila terjadi gangguan dan pemadaman di sistem.

Aturan Perencanaan dan Pelaksanaan Operasi

Perencanaan Operasi memerlukan informasi mengenai perkiraan kesiapan pembangkit yang meliputi cadangan putar; cadangan panas; dan cadangan dingin dan perkiraan kebutuhan beban. Cadangan Putar adalah jumlah kapasitas daya pembangkit yang tersedia dan tidak dibebani, yang beroperasi dalam sistem. Pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke sistem dalam waktu 10 menit dan beban yang dapat dilepaskan dalam waktu 10 menit. Cadangan dingin adalah kapasitas unit pembangkit yang dapat diasut dan disambungkan ke jaringan dalam 4 jam tetapi kurang dari dua hari.

Pusat Pengatur Beban harus merencanakan atau menjadwal operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkitan dengan biaya termurah dalam memenuhi ramalan beban, dengan tetap memerhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan. Rencana operasi jangka panjang disiapkan oleh Pusat pengatur

Beban yang dilakukan setiap 6 bulan untuk dua tahun berikutnya yang berisikan informasi sebagai berikut:

- Estimasi alokasi bulanan produksi netto pembangkit dan tingkat beban sistem;
- Rencana pengeluaran unit pembangkit;
- Operasi bulanan waduk (PLTA) dengan memerhatikan kondisi lingkungan dan kebutuhan irigasi;
- Proyeksi harga energi
- Estimasi energi tak terlayani
- Alokasi pengambilan minimum energi dari pembangkit berkontrak *take-or-pay*
- Penentuan kendala transmisi permanen; dan
- Alokasi tingkat cadangan putar dan cadangan dingin yang memadai dan tingkat keandalan bulanan pada aturan operasi.

Pusat Pengatur Beban harus merencanakan atau menjadwalkan operasi sistem untuk mendapatkan kondisi pembangkit dengan biaya termurah (*least-cost*) dalam memenuhi ramalan beban dengan tetap memerhatikan kendala jaringan dan standar kualitas pelayanan. Usaha Distribusi Tenaga Listrik wajib menyampaikan ramalan beban setiap gardu induk untuk dua tahun yang akan datang.

5.3 Analisis Optimalisasi Produksi Tenaga Listrik Sistem Jawa Bali.

Dalam analisis optimalisasi produksi tenaga listrik sistem Jawa Bali, wilayah beban dalam sistem tenaga listrik Jawa Bali dibagi menjadi 5 wilayah beban, yaitu Jakarta dan Banten, Jawa Barat, Jawa Tengah dan DI Yogyakarta, Jawa Timur, dan Bali. Berikut adalah beban tenaga listrik di masing-masing wilayah beban.

Tabel 5.7 Beban Tenaga Listrik per Wilayah

Wilayah Beban	Beban (MW)	Titik Beban
Jakarta dan Banten	9,959	Jakarta
Jawa Barat	5,071	Bandung
Jawa Tengah dan DI Yogyakarta	3,891	Semarang
Jawa Timur	5,119	Surabaya
Bali	823	Denpasar

Sumber: P2B Jawa Bali

Wilayah beban tersebut tentunya mendapatkan suplai tenaga listrik dari pembangkit-pembangkit yang berada diseluruh sistem Jawa Bali. Berikut adalah daftar pembangkit yang mensuplai seluruh kebutuhan tenaga listrik di Jawa Bali.

Tabel 5.8 Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi DKI Jakarta

No	Nama Pembangkit	Jenis Pembangkit	Jenis Bahan Bakar	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Muara Karang Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	PJB	509	394
2	Muara Karang Blok 2	PLTGU	Gas	PJB	710	680
3	Muara Karang 4-5	PLTU	Gas /MFO	PJB	400	324
4	Priok 1-2	PLTU	MFO	Indonesia Power	100	0
5	Priok Blok 1	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
6	Priok Blok 2	PLTGU	Gas /HSD	Indonesia Power	590	548
7	Priok Blok 3	PLTGU	Gas	Indonesia Power	740	720
8	Priok	PLTG	HSD	Indonesia Power	52	0
Jumlah					3691	3214

Sumber: RUPTL 2016-2025

Tabel 5.9 Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Banten

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Suralaya 1-7	PLTU	Batubara	Indonesia Power	3,400	3,212
2	Suralaya 8	PLTU	Batubara	PLN	625	590
3	Cilegon	PLTGU	Gas Alam	PLN	740	660
4	Labuan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	600	560
5	Lontar 1-3	PLTU	Batubara	PLN	945	840
Jumlah					6.310	5.862

Sumber: RUPTL 2016-2025

Tabel 5.10 Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Barat

No.	Nama	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Ubrug	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
2	Kracak	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
3	Plengen	PLTA	Air	Indonesia Power	7	7
4	Lamajan	PLTA	Air	Indonesia Power	20	20
5	Cikalong	PLTA	Air	Indonesia Power	19	19
6	Bengkok	PLTA	Air	Indonesia Power	3	3
7	Dago	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
8	Parakan	PLTA	Air	Indonesia Power	10	10
9	Saguling	PLTA	Air	Indonesia Power	701	698
10	Cirata	PLTA	Air	PJB	1,008	948
11	Jatiluhur	PLTA	Air	Swasta	150	180
12	M. Tawar B-1	PLTGU	BBM/Gas	PJB	640	615
13	M. Tawar B-2	PLTG	BBM/Gas	PJB	280	274
14	M. Tawar B-3-4	PLTG	BBM/Gas	PLN	858	840
15	M. Tawar B-5	PLTGU	Gas	PLN	234	214
16	Cikarang Listindo	PLTG	Gas	Swasta	300	300
17	Sunyaregi 1-2	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	20	18
18	Sunyaregi 3-4	PLTG	BBM/Gas	Indonesia Power	0	0
19	Salak 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	165	170
20	Salak 4-6	PLTP	Panas Bumi	Swasta	165	183
21	Kamojang 1-3	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	140	105
22	Kamojang 4	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	61
23	Kamojang 5	PLTP	Panas Bumi	Swasta	30	33
24	Drajat 1	PLTP	Panas Bumi	Indonesia Power	55	52
25	Drajat 2	PLTP	Panas Bumi	Swasta	70	90
26	Drajat 3	PLTP	Panas Bumi	Swasta	110	108
27	Wayang Windu	PLTP	Panas Bumi	Swasta	220	225
28	Indramayu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	990	870
29	Cirebon	PLTU	Batubara	IPP	660	660
30	Pelabuhan Ratu 1-3	PLTU	Batubara	PLN	1,050	969
31	Bekasi Power	PLTGU	Gas	IPP	120	120
32	Patuha	PLTP	Panas Bumi	Swasta	55	55
Jumlah					8178	7899

Sumber: RUPTL 2016-2025

Tabel 5.11 Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Tengah

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Jelok	PLTA	Air	Indonesia Power	21	20
2	Timo	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
3	Keteranganenger	PLTA	Air	Indonesia Power	8	8
4	Gerung	PLTA	Air	Indonesia Power	26	26
5	Wonogiri	PLTA	Air	Indonesia Power	12	12
6	Sempor	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
7	Mrica	PLTA	Air	Indonesia Power	181	179
8	Wadas Lintang	PLTA	Air	Indonesia Power	18	18
9	Kedung Ombo	PLTA	Air	Indonesia Power	23	22
10	Lambu	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
11	Pengkol	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
12	Selorejo	PLTA	Air	Indonesia Power	1	1
13	Tambak Lorok 1-2	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	56
14	Tambak Lorok 3	PLTU	BBM	Indonesia Power	200	158
15	Tambak Lorok Blok 1	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	422
16	Tambak Lorok Blok 2	PLTGU	BBM	Indonesia Power	517	442
17	Cilacap	PLTG	BBM	Indonesia Power	55	40
18	Dieng	PLTP	Panas Bumi	Swasta	60	45
19	Cilacap 1-2	PLTU	Batubara	Swasta	600	562
20	Tanjung Jati B 1-2	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
21	Tanjung Jati B 3-4	PLTU	Batubara	PLN	1,320	1,322
22	Rembang	PLTU	Batubara	PLN	630	560
Jumlah					5625	5233

Sumber: RUPTL 2016-2025

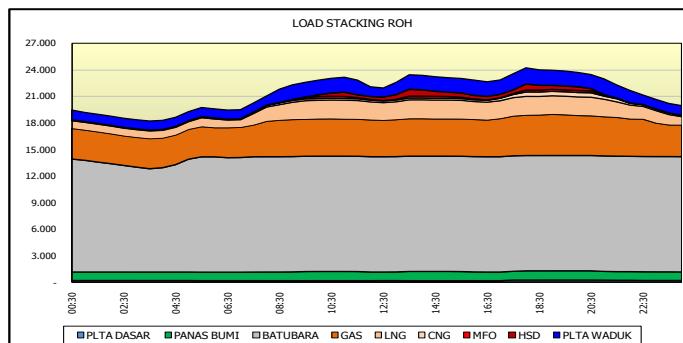
Tabel 5.12 Kapasitas Terpasang Pembangkit di Provinsi Jawa Timur

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
1	Karang Kates	PLTA	Air	PJB	105	103
2	Wlingi	PLTA	Air	PJB	54	54
3	Ledoyo	PLTA	Air	PJB	5	5
4	Selorejo	PLTA	Air	PJB	5	5
5	Sengguruh	PLTA	Air	PJB	29	29
6	Tulung Agung	PLTA	Air	PJB	36	36
7	Mendalan	PLTA	Air	PJB	23	21
8	Siman	PLTA	Air	PJB	11	10
9	Madiun	PLTA	Air	PJB	8	8
10	Paiton	PLTU	Batubara	PJB	800	740
11	Paiton PEC	PLTU	Batubara	Swasta	1,230	1,220
12	Paiton JP	PLTU	Batubara	Swasta	1,220	1,220
13	Gresik 1-2	PLTU	Gas	PJB	200	160
14	Gresik 3-4	PLTU	Gas	PJB	400	340
15	Perak	PLTU	BBM	Indonesia Power	100	72

No.	Nama Pembangkit	Jenis	Jenis	Pemilik	Kapasitas Terpasang MW	Daya Mampu MW
16	Gresik	PLTG	Gas	PJB	62	31
17	Gilitimur	PLTG	BBM	PJB	40	0
18	Grati Blok 1	PLTGU	Gas	Indonesia Power	462	456
19	Grati Blok 2	PLTG	Gas	Indonesia Power	302	300
20	Gresik B-1	PLTGU	Gas	PJB	526	480
21	Gresik B-2	PLTGU	Gas	PJB	526	480
22	Gresik B-3	PLTGU	Gas	PJB	526	480
23	Paiton 3	PLTU	Batubara	Swasta	815	815
24	Paiton 9	PLTU	Batubara	PLN	660	615
25	Pacitan 1-2	PLTU	Batubara	PLN	630	560
26	Tanjung Awar-awar 1	PLTU	Batubara	PLN	350	323
Jumlah					9125	8561

Sumber: RUPTL 2016-2025

Keputusan pembangkit mana saja yang akan beroperasi untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di masing-masing wilayah beban, baik pada saat beban dasar, beban menengah maupun beban puncak, maka jenis pembangkit prioritas sebagai berikut, yaitu: pembangkit pemikul beban dasar diutamakan berupa pembangkit sumber energi terbarukan (PLT Mikro Hidro dan PLT Panas Bumi) dan pembangkit berbahan bakar batubara (PLTU). Sedangkan pembangkit pemikul beban menengah dan beban puncak diprioritaskan menggunakan PLTGU berbahan bakar gas pipa, PLTG dan PLTA Waduk. Prioritas ini ditentukan berdasarkan biaya pembangkitan termurah. Berikut adalah gambar *load stacking* sistem Jawa Bali.



Sumber: P2B Jawa Bali

Gambar 5.24 Load Stacking Sistem Jawa Bali

Selanjutnya dalam mentransmisikan tenaga listrik ke wilayah beban, sistem Jawa Bali memiliki jaringan interkoneksi utama 500 kV, yang diasumsikan terbagi menjadi menjadi 2 jalur yaitu Utara dan Selatan. Sistem tenaga listrik, secara otomatis akan mengalir melewati jalur transmisi yang memiliki hambatan terkecil. Semakin dekat jarak transmisi maka semakin kecil hambatannya, begitupun sebaliknya.

5.3.1 Model Matematis *Linear Programming*

Berikut adalah formulasi matematis permasalahan dalam optimasi produksi tenaga listrik Jawa Bali.

Ruang lingkup model *linear programming*

Model yang dibuat terbatas pada listrik yang dibangkitkan di pembangkit listrik sebagai sumber energi hingga ditransmisikan ke titik beban. Transmisi yang diambil pada kajian ini adalah transmisi dengan tegangan 500 kV. *Demand* pada titik beban sendiri merupakan kebutuhan listrik pada area tersebut yang bisa dibedakan lagi menjadi beban dasar dan beban puncak. *Demand* ini yang memicu adanya kenaikan produksi listrik dari pembangkit. Proses rantai penyediaan dalam pembangkit untuk dapat menghasilkan output daya tertentu tidak masuk dalam model ini.

Sistem transmisi kelistrikan Jawa Bali sendiri merupakan *closed loop system* yang mana ketika daya dari pembangkit listrik disalurkan melalui jaringan transmisi akan sangat sulit mengetahui kemana daya listrik tersebut akan disalurkan. Namun, secara jaringan, jalur transmisi dapat dibedakan secara umum dapat dibedakan menjadi dua yaitu jalur transmisi utara dan jalur transmisi selatan. Model ini mempertimbangkan adanya kedua jalur tersebut. Penentuan jalur ini nantinya akan berpengaruh kepada perhitungan rugi daya transmisi. Listrik akan memilih jalur dengan hambatan paling rendah saat menuju titik beban.

Fungsi Tujuan

Secara lengkap fungsi tujuan dari model ini dapat dituliskan sebagai berikut:

$$Z = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot FC_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij} \cdot VC_i + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^l \varepsilon_{ijk} \cdot TC_{ijk}}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^l \varepsilon_{ijk} \cdot F_{ijk}}$$

Fungsi tujuan dari model ini, Z atau biaya per satuan daya, adalah meminimalkan total biaya yang timbul dari titik pembangkit hingga ke titik beban per satuan daya yang terdiri dari biaya-biaya sebagai berikut:

1. Biaya tetap pembangkit

Total biaya tetap pembangkit adalah total biaya tetap yang timbul pada masing-masing pembangkit jika pembangkit tersebut diputuskan untuk melakukan produksi listrik.

$$\sum_{i=1}^n X_i \cdot FC_i$$

Di mana:

X_i : variabel keputusan, 0 atau 1, pembangkit i memproduksi listrik untuk memenuhi *demand*

FC_i : biaya tetap pembangkit

i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
($i, \dots, n = 1, \dots, n$)

2. Biaya variabel produksi

Total biaya variabel produksi adalah total biaya per satuan daya yang dibangkitkan dari masing-masing pembangkit untuk memenuhi *demand* di suatu titik beban. P_{ij} merupakan energi listrik yang dibangkitkan pembangkit tertentu untuk memenuhi demand titik beban tertentu yang mana biaya variabelnya akan berbeda-beda tergantung dari jenis pembangkitnya.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij} \cdot VC_i$$

Di mana:

P_{ij} : energi listrik yang dibangkitkan pembangkit i untuk titik beban j

VC_i : biaya variabel pembangkit i dalam absolut

i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
 $(i, \dots, n = 1, \dots, n)$

j, \dots, m : nomor setiap titik beban $(j, \dots, m = 1, \dots, m)$

3. Biaya Transmisi

Biaya transmisi merupakan biaya yang timbul akibat adanya transmisi dari titik pembangkit menuju titik beban. Biaya ini merupakan biaya variabel per satuan daya yang dihitung dari biaya investasi jaringan kabel, tiang transmisi, hingga gardu induk transmisi. Biaya ini bisa jadi berbeda antara jalur utara dan jalur selatan karena terkait dengan investasi jaringan yang berbeda.

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^l F_{ijk} \cdot TC_{ijk}$$

Di mana:

F_{ijk} : energi listrik pembangkit i untuk wilayah beban j yang dialirkan di transmisi k .

TC_{ijk} : biaya transmisi dari pembangkit i ke wilayah beban j melalui transmisi k .

i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
 $(i, \dots, n = 1, \dots, n)$

j, \dots, m : nomor setiap titik beban $(j, \dots, m = 1, \dots, m)$

k, \dots, l : jalur transmisi, di mana 1 (utara) dan 2 (selatan)

Fungsi tujuan dari model adalah biaya yang paling minimum per satuan daya di mana pembaginya adalah total nett daya yang diterima di titik beban. Total nett daya yang diterima di titik beban merupakan daya yang dibangkitkan dikurangi dengan rugi daya yang terjadi sepanjang jalur transmisi yang diformulasikan sebagai berikut:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^l \varepsilon_{ijk} \cdot F_{ijk}$$

Di mana:

ε_{ijk} : koefisien loss transmisi k untuk energi dari pembangkit i menuju titik beban j

F_{ijk} : energi listrik pembangkit i untuk titik beban j yang dialirkan di transmisi k

i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
($i, \dots, n = 1, \dots, n$)

j, \dots, m : nomor setiap titik beban ($j, \dots, m = 1, \dots, m$)

k, \dots, l : jalur transmisi, di mana 1 (utara) dan 2 (selatan)

Fungsi Kendala

Dalam model ini terdapat beberapa kendala antara lain sebagai berikut:

1. Total kapasitas efektif dari pembangkit harus lebih dari total *demand* beban.

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot C_i \geq \sum_{j=1}^m D_j$$

Di mana:

α_i : koefisien efisiensi operasi pembangkit i ,

C_i : kapasitas pembangkit i

D_j : *demand* (beban) dari area j

- i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
 $(i, \dots, n = 1, \dots, n)$
- j, \dots, m : nomor setiap titik beban $(j, \dots, m = 1, \dots, m)$

Kendala ini mensyaratkan adanya keseimbangan antara kapasitas pasokan listrik dari pembangkit dengan kebutuhan listrik di masing-masing titik beban di mana jumlah pasokan listrik harus lebih besar atau sama dengan total *demand* di titik beban. Kapasitas pasokan yang digunakan adalah kapasitas efektif di mana lebih rendah dari kapasitas terpasangnya.

2. Total daya yang dihasilkan oleh pembangkit tidak melebihi kapasitas efektif dari pembangkit.

$$\sum_{j=1}^m X_i \cdot P_{ij} \leq \alpha_i \cdot C_i, \text{ for } i = 1 \text{ to } n$$

Di mana:

- X_i : variabel keputusan, 0 atau 1, pembangkit i memproduksi listrik untuk memenuhi *demand*
- P_{ij} : energi listrik yang dibangkitkan pembangkit i untuk titik beban j
- α_i : koefisien efisiensi operasi pembangkit i ,
- C_i : kapasitas pembangkit i
- i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
 $(i, \dots, n = 1, \dots, n)$
- j, \dots, m : nomor setiap titik beban $(j, \dots, m = 1, \dots, m)$

Jika suatu pembangkit i memproduksi daya untuk memenuhi kebutuhan beberapa titik beban, maka total daya yang dibangkitkan tidak mungkin melebihi total kapasitas efektif dari pembangkit tersebut. Hal ini menjamin pembangkit beroperasi sesuai kapasitasnya.

3. Daya yang dibangkitkan pembangkit harus sama dengan daya yang ditransmisikan melalui kedua jalur transmisi

$$\sum_{k=1}^l F_{ijk} = X_i \cdot P_{ij}, \text{ for } i = 1 \text{ to } n, \text{ for } j = 1 \text{ to } m$$

Di mana:

- F_{ijk} : energi listrik pembangkit i untuk titik beban j yang dialirkan di transmisi k
- X_i : variabel keputusan, 0 atau 1, pembangkit i memproduksi listrik untuk memenuhi *demand*
- P_{ij} : energi listrik yang dibangkitkan pembangkit i untuk titik beban j
- i, \dots, n : nomor setiap pembangkit yang tersedia
($i, \dots, n = 1, \dots, n$)
- j, \dots, m : nomor setiap titik beban ($j, \dots, m = 1, \dots, m$)

Kendala ini memastikan bahwa semua daya yang ditransmisikan oleh suatu pembangkit ke semua titik beban baik itu melewati transmisi jalur utara maupun selatan haruslah sama dengan total daya yang dibangkitkan. Hal ini untuk menjamin tidak adanya daya lain yang muncul di luar daya yang dibangkitkan oleh pembangkit tersebut.

4. Daya yang ditransmisikan menuju titik beban harus melebihi atau sama dengan *demand* dan telah mempertimbangkan faktor *loss* selama transmisi

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^l \varepsilon_{ijk} \cdot F_{ijk} \geq D_j, \text{ for } j = 1 \text{ to } m$$

Di mana:

- ε_{ijk} : koefisien *loss* transmisi k untuk energi dari pembangkit i menuju titik beban j

F_{ijk}	: energi listrik pembangkit i untuk titik beban j yang dialirkan di transmisi k
D_j	: <i>demand</i> (beban) dari area j
i, \dots, n	: nomor setiap pembangkit yang tersedia ($i, \dots, n = 1, \dots, n$)
j, \dots, m	: nomor setiap titik beban ($j, \dots, m = 1, \dots, m$)
k, \dots, l	: jalur transmisi, di mana 1 (utara) dan 2 (selatan)

Pasokan listrik yang diterima oleh titik beban haruslah sama atau lebih dari kebutuhan. Sedangkan, pasokan listrik tersebut tentunya merupakan nett daya yang sampai ke titik beban setelah dikurangi oleh rugi daya selama transmisi.

5. Total daya yang ditransmisikan tidak boleh melebihi beban maksimum yang bisa melewati transmisi

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m F_{ijk} \leq H_k, \text{ for } k = 1 \text{ to } l$$

Di mana:

F_{ijk}	: energi listrik pembangkit i untuk titik beban j yang dialirkan di transmisi k
H_k	: maksimum kapasitas transmisi k
i, \dots, n	: nomor setiap pembangkit yang tersedia ($i, \dots, n = 1, \dots, n$)
j, \dots, m	: nomor setiap titik beban ($j, \dots, m = 1, \dots, m$)
k, \dots, l	: jalur transmisi, di mana 1 (utara) dan 2 (selatan)

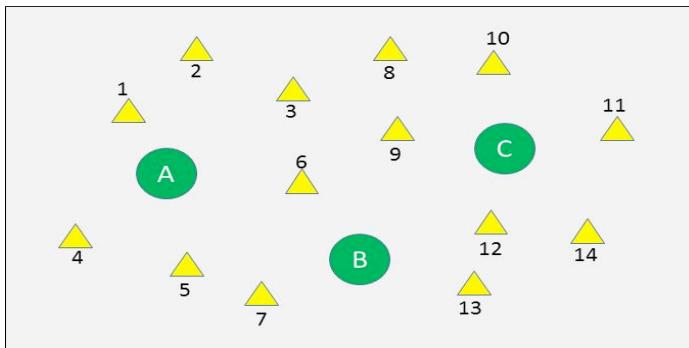
Kendala ini memastikan bahwa daya yang ditransmisikan ke masing-masing jalur tidak melebihi kapasitas transmisinya. Semakin banyak daya yang ditransmisikan, semakin besar arus yang melewati kabel transmisi yang bisa menimbulkan hambatan tinggi yang berubah menjadi panas. Hal ini mengakibatkan kabel menjadi putus karena terbakar.

5.3.2 Metode Penyelesaian

Untuk mendapatkan hasil penyelesaian dari suatu model, teknik penyelesaian yang digunakan dapat berbeda-beda. Dalam kasus penyelesaian model matematis, metode penyelesaian yang umum digunakan adalah metode linear programming baik itu *Simpleks* ataupun *Branch and Bound*. Dalam studi ini, metode yang akan digunakan adalah metode heuristik. Metode heuristik merupakan metode *near-optimal solution*. Metode ini sangat cocok digunakan untuk kasus optimasi yang memiliki karakteristik *behaviour* tertentu dalam sistemnya karena *behaviour* tersebut terkadang ada yang sulit untuk ditangkap dalam model matematis.

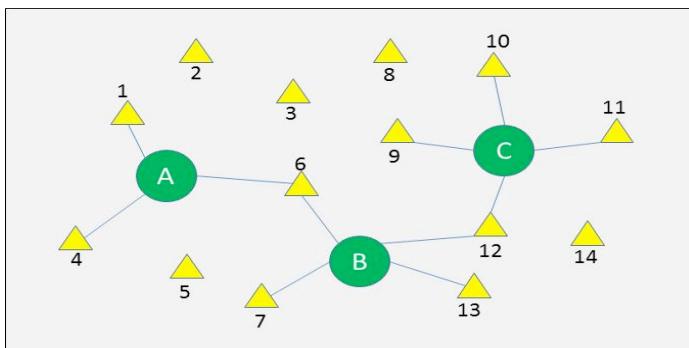
Pada sistem Jawa Bali ini sendiri ada beberapa *behaviour* yang perlu dipertimbangkan seperti pemilihan pembangkit-pembangkit yang dipakai memenuhi beban dasar dan beban puncak. PLTU batubara adalah jenis pembangkit yang diprioritaskan untuk aktif memenuhi beban dasar dikarenakan output yang stabil dan kurang fleksibel untuk bisa menaikkan atau menurunkan produksi dalam waktu yang relatif singkat. Pertimbangan lainnya yaitu dalam *closed loop system* ketika pasokan listrik sudah masuk ke dalam sistem, sebenarnya kita tidak bisa mengetahui secara pasti daya yang dibangkitkan oleh pembangkit manakah yang diterima oleh masing-masing titik beban.

Metode heuristik dalam studi ini terdiri dari beberapa langkah penyelesaian untuk memastikan bahwa hasil yang didapat telah optimal. Kita ambil contoh kasus di mana terdapat 3 titik beban (A, B, C) dan 14 pembangkit seperti ilustrasi di bawah ini.



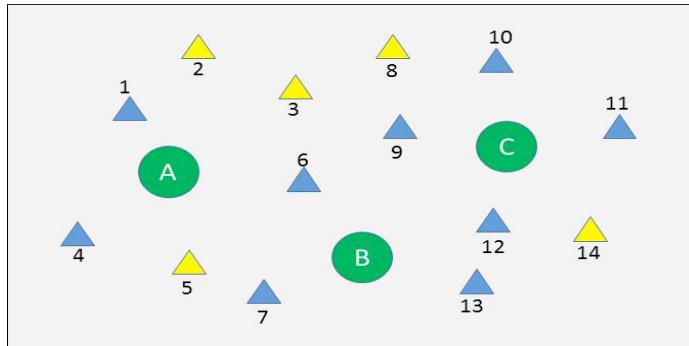
Tahapan dalam metode penyelesaian ilustrasi di atas adalah sebagai berikut:

□ **Tahap *lokal-optimal supply***



Masing-masing titik beban akan memilih pembangkit yang efisien untuk menyalurkan daya ke titik tersebut. Dari ilustrasi di atas, titik A akan dipasok dari pembangkit 1, 4, dan 6. Titik B akan dipasok dari pembangkit 6, 7, 12, dan 13. Sedangkan titik C akan dipasok dari pembangkit 9, 10, 11, dan 12. Pemilihan ini disebut lokal optimal dikarenakan dari sudut pandang masing-masing titik beban biaya yang timbul akan minimum, akan tetapi hal ini belum tentu optimum jika dilihat dari *closed loop system*.

- **Tahap *initial consolidated solution***

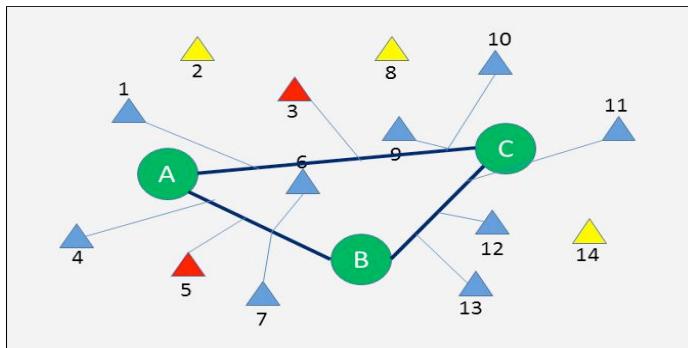


Dalam tahap ini, pembangkit-pembangkit yang dipilih masing-masing titik dikumpulkan untuk mengurangi ada redundansi pemilihan pembangkit. Sebagai contoh, pembangkit 6 dipilih oleh pembangkit A dan B, sedangkan pembangkit 12 dipilih oleh B dan C. Setelah dilakukan konsolidasi, total pasokan daya akan dihitung ulang secara sistem apakah sudah memenuhi kebutuhan total sistem. Dalam ilustrasi di atas, pembangkit 1, 4, 6, 7, 9, 10, 11, 12, dan 13 dipilih untuk memasok listrik ke dalam sistem.

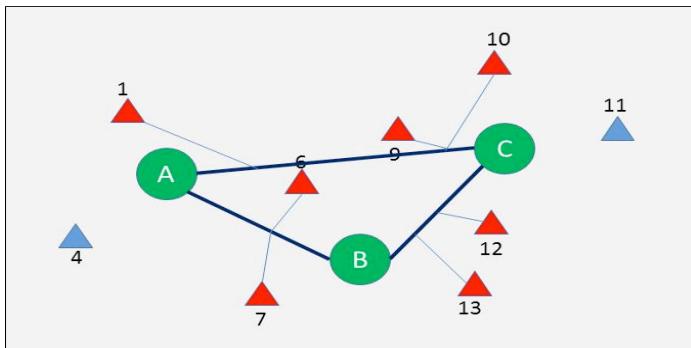
- **Tahap *closed loop system solution***

Dalam tahap ini, solusi awal dari tahap sebelumnya akan dievaluasi apakah memerlukan tambahan pasokan daya atau justru harus mengurangi pasokan karena *over supply*. Jika solusi awal masih memerlukan tambahan pasokan daya, maka pembangkit-pembangkit yang tidak terpilih akan dievaluasi kembali. Perbedaan pemilihan pembangkit dalam tahap ini adalah menggunakan rata-rata total biaya per satuan daya. Jika pada tahap pertama biaya hanya dihitung dari sudut pandang masing-masing titik beban, tahap ini akan menghitung rata-rata biaya suatu pembangkit untuk memasok semua titik beban. Sudut pandang yang dipakai merupakan sudut pandang secara sistem. Pembangkit yang memiliki biaya yang lebih efisien yang

akan dipilih untuk memasok daya hingga semua kebutuhan terpenuhi. Hal ini diilustrasikan pada gambar di bawah, di mana pembangkit 3 dan 5 dipilih untuk memenuhi *demand* yang tersisa dari solusi awal.



Jika solusi awal ternyata over supply, maka ada pembangkit yang perlu dikeluarkan dari solusi awal. Pemilihan ulang pembangkit yang akan memasok listrik dilakukan dengan menghitung rata-rata biaya suatu pembangkit untuk memasok semua titik beban. Pembangkit yang dievaluasi hanya terbatas pada pembangkit yang ada pada solusi awal. Pembangkit yang memiliki biaya yang lebih efisien yang akan dipilih untuk memasok daya hingga semua kebutuhan terpenuhi. Pada ilustrasi di bawah, solusi awal pada tahap sebelumnya dievaluasi dan didapatkan bahwa pembangkit 4 dan 11 dikeluarkan dari daftar pembangkit yang akan memasok daya ke sistem.



Hasil dari tahap ini merupakan hasil optimal dari sudut pandang sistem. Jika terjadi perubahan pada besaran *demand* maupun perubahan pada profil *demand*, solusi yang didapatkan juga tentunya dapat berubah.

5.3.3 Hasil dan Pembahasan

Secara umum untuk memenuhi kebutuhan beban Jawa Bali pembangkit yang diprioritaskan adalah PLTA, PLTP dan PLTU batubara. Prioritas ini ditentukan berdasarkan biaya pembangkitan termurah. PLTA menjadi prioritas karena tidak membutuhkan biaya bahan bakar. Disamping itu meskipun PLTA memiliki kapasitas yang relatif kecil, namun lokasi PLTA tersebut dekat dengan pusat beban. Sehingga hambatan dan losses pada proses penyaluran listrik menuju pusat beban menjadi rendah dan biaya transmisi rendah. Namun kendala yang sering dihadapi oleh PLTA adalah debit airnya kecil, sehingga kurang stabil.

Setelah PLTA, maka PLTP menjadi prioritas selanjutnya. Berdasarkan data *Levelized Cost of Electricity* (LCOE)² yang dikeluarkan U.S. EIA (2013), keunggulan pembangkitan listrik panas bumi dibandingkan dengan energi lainnya antara lain:

- a. Panas bumi tidak membutuhkan biaya bahan bakar sehingga total *system levelized cost* lebih rendah (USD 89,6/MWh). Bahkan lebih rendah dari air (USD 90,3/MWh).
- b. Sumber energi dapat dimanfaatkan 24 jam sehari dan 7 hari seminggu sehingga faktor kapasitas, tingkat konsistensi dan kehandaan dapat diharapkan.
- c. Panas bumi memiliki faktor kapasitas rata-rata tertinggi (92%) dibandingkan sumber energi lainnya, bahkan pada beberapa kasus mampu mencapai 96%.

PLTU batubara menjadi prioritas selanjutnya. Daya yang dihasilkan oleh PLTU tergolong stabil meskipun biaya yang dibutuhkan lebih besar dibanding kedua jenis pembangkit listrik sebelumnya. Hal yang menjadikan pertimbangan selain kestabilan output adalah PLTU batubara kurang fleksibel terhadap penurunan produksi dikarenakan waktu *start up* yang lama jika diperlukan kenaikan daya pada posisi di bawah level minimum *standby*. Padahal, untuk memenuhi beban puncak dibutuhkan kapabilitas pembangkit yang dapat diatur produksinya naik dan turun.

Berdasarkan prioritas di atas, langkah awal penyelesaian masalah adalah dengan mencari *lokal optimal* dari masing-masing titik beban sehingga didapatkan hasil seperti berikut.

² LCOE adalah ukuran kenyamanan daya saing dari teknologi pembangkit yang berbeda-beda. Konsep dari LCOE adalah perbandingan *lifetime cost* terhadap produksi energi, menghitung nilai sekarang dari total biaya bangunan dan operasi pembangkit listrik (asumsi *lifetime*), mengijinkan perbandingan antar teknologi pembangkit (*lifetime*, ukuran projek, modal, resiko, pengembalian, dan kapasitas).

Tabel 5.13. Urutan Pembangkit yang Dipilih untuk Memasok Listrik ke Titik Beban

Jakarta dan Banten	Jawa Barat	Jawa Tengah dan DIY	Jawa Timur	Bali
SALAK-Panas Bumi	CKLNG-Air	JELOK-Air	STAMI-Air	STAMI-Air
DRJAT-Panas Bumi	LMIAN-Air	TIIMO-Air	DRJAT-Panas Bumi	SLRJO-Air
SALAK-Panas Bumi	PLNGN-Air	GRUNG-Air	WWNDU-Panas Bumi	DRJAT-Panas Bumi
WWNDU-Panas Bumi	WWNDU-Panas Bumi	DRJAT-Panas Bumi	KMJNG-Panas Bumi	WWNDU-Panas Bumi
KMJNG-Panas Bumi	DRJAT-Panas Bumi	DIENG-Panas Bumi	SALAK-Panas Bumi	KMJNG-Panas Bumi
PATUHA-Panas Bumi	KMJNG-Panas Bumi	WWNDU-Panas Bumi	SLRJO-Air	TLNGN-Air
STAMI-Air	PATUHA-Panas Bumi	KMJNG-Panas Bumi	SALAK-Panas Bumi	SALAK-Panas Bumi
KRCAK-Air	SALAK-Panas Bumi	STAMI-Air	TLNGN-Air	
SRLYA-Batubara	SALAK-Panas Bumi	SALAK-Panas Bumi	DIENG-Panas Bumi	
LONTAR-Batubara	PRKAN-Air	SALAK-Panas Bumi	SGRUH-Air	
LABUAN-Batubara	STAMI-Air	KOMBO-Air	PATUHA-Panas Bumi	
TJATI-Batubara	KRCAK-Air	SLRJO-Air	MDLAN-Air	
Pelabuhan Ratu-Batubara	UBRUG-Air	TLNGN-Air	GRUNG-Air	
Indramayu-Batubara	DIENG-Panas Bumi	PATUHA-Panas Bumi	PITON-Batubara	
Cirebon-Batubara	SLRJO-Air	WDLN-Air	PEC-Batubara	
PITON-Batubara	SRLYA-Batubara	SGRUH-Air	Jawa Power-Batubara	
	TJATI-Batubara	MDLAN-Air	TJATI-Batubara	
		TJATI-Batubara		
		SRLYA-Batubara		
16 pembangkit	17 pembangkit	19 pembangkit	17pembangkit	7 pembangkit

Tabel di atas menunjukkan urutan pembangkit yang dipilih untuk memasok listrik ke titik beban. Contoh untuk titik beban Bali, pembangkit yang dipilih untuk memasok daya adalah PLTA Karangkates, PLTA Selorejo, PLTP Drajet, PLTP Kamojang, PLTP Gunung Salak, PLTP Wayang Windu, dan PLTA Tulungagung. Dari hasil tersebut, secara ekonomis pembangkit tersebut efisien untuk memasok daya ke titik beban Bali di mana kesemuanya merupakan pembangkit listrik energi terbarukan.

Meskipun pembangkit listrik tenaga air cukup banyak jumlahnya dan berada cukup dekat dengan titik beban, hal ini bukan berarti secara sistem semua PLTA tersebut efisien untuk masuk ke sistem transmisi 500 kVA. Hal tersebut dapat dilihat dari hasil pemilihan masing-masing titik beban. Tidak semua PLTA dipilih untuk memenuhi kebutuhan daya pada titik beban. Besarnya daya yang dapat dibangkitkan oleh PLTA mempengaruhi kelayakan pembangkit

tersebut masuk ke sistem transmisi jarak jauh. Hal ini dikarenakan *loss* yang terjadi selama transmisi dapat lebih tinggi atau sama dengan daya yang dibangkitkan sehingga secara energi tidak ada energi yang diterima oleh titik beban.

Tabel 5.14 Alokasi Penyediaan Tenaga Listrik

		Wilayah Beban				
		Jakarta & Banten	Jawa Barat	Jawa Tengah & DIY	Jawa Timur	Bali
Wilayah Pembangkit	Jakarta & Banten	Suralaya - Batubara Lontar - Batubara Labuan - Batubara	Suralaya - Batubara	Suralaya - Batubara		
	Jawa Barat	Salak 4-6 – Panas Bumi	Salak 4-6 – Panas Bumi	Salak 4-6 – Panas Bumi	Salak 4-6 – Panas Bumi	Salak 4-6 – Panas Bumi
		Drajat – Panas Bumi	Drajat – Panas Bumi	Drajat – Panas Bumi	Drajat – Panas Bumi	Drajat – Panas Bumi
		Salak 1-3 – Panas Bumi	Salak 1-3 – Panas Bumi	Salak 1-3 – Panas Bumi	Salak 1-3 – Panas Bumi	WWindu – Panas Bumi
		WWindu – Panas Bumi	WWindu – Panas Bumi	WWindu – Panas Bumi	WWindu – Panas Bumi	WWindu – Panas Bumi
		Kamojang – Panas Bumi	Kamojang – Panas Bumi	Kamojang – Panas Bumi	Kamojang – Panas Bumi	Kamojang – Panas Bumi
		Patuha – Panas Bumi Kracak – Air Pelabuhan Ratu - Batubara	Patuha – Panas Bumi Kracak – Air	Patuha – Panas Bumi	Patuha - Panas Bumi	
		Indramayu - Batubara				
		Cirebon - Batubara	Cikalong- Air Lamajan - Air Plengan - Air Parakan - Air Ubreg - Air			
Jawa Tengah & DIY	Jawa Tengah & DIY	Tanjung Jati - Batubara	Tanjung Jati - Batubara Dieng - Panas umi Selorejo - Air	Tanjung Jati - Batubara Dieng - Panas umi Selorejo - Air Jelok - Air Timo - Air Gerung - Air Kedung Ombo - Air Wadas Lintang - Air	Tanjung Jati - Batubara Dieng - Panas umi Selorejo - Air Gerung - Air	Selorejo - Air
Jawa Timur	Jawa Timur	Stami – Air Paiton - Batubara	Stami – Air	Stami – Air Tulung Agung - Air Sengguruh - Air Mendalan - Air	Stami – Air Paiton - Batubara Tulung Agung - Air Sengguruh - Air Mendalan - Air Paiton PEC - Batubara Paiton Jawa Power -	Tulung Agung - Air
	Bali					

Dari tabel di atas kita juga dapat melihat profil pembangkit yang dipilih oleh masing-masing titik beban. Jika diamati wilayah Jakarta dan Banten mayoritas memilih PLTP dan PLTU. Hal ini dikarenakan

pembangunan pembangkit di sekitar Jakarta mayoritas PLTU dengan kapasitas yang besar seperti PLTU Suralaya dan PLTU Lontar sehingga sangat efisien dibandingkan mengambil pasokan dari pembangkit area lain. Pemakaian PLTA lebih banyak berada di Jawa Barat, Jawa Tengah dan DIY. Hal ini menunjukkan persebaran pembangkit PLTA mayoritas berada di Jawa Barat, Jawa Tengah dan DIY. Profil pembangkit yang heterogen ada pada titik beban Jawa Timur, di mana pasokan daya didapatkan dari PLTP, PLTA, dan PLTU dengan jumlah yang hampir sama.

Berdasarkan hasil lokal optimal pada tabel di atas, kita dapat mengamati bahwa beberapa pembangkit selalu dipilih oleh masing-masing titik beban seperti PLTP Drajat, PLTP Wayang Windu, PLTP Kamojang dan PLTA STAMI. Padahal dari lokasi pembangkit, mayoritas PLTP berada di Jawa Barat. Ini menunjukkan bahwa biaya produksi untuk PLTP sangatlah efisien dengan daya yang dibangkitkan cukup besar untuk transmisi jarak jauh. Hal yang berbeda terjadi pada PLTA, meskipun PLTA tersebar di beberapa daerah seperti Jawa Barat, Jawa Tengah, dan Jawa Timur, tidak semua PLTA dipilih pada tahap awal ini. Meskipun biaya produksi dari PLTA tergolong efisien, besar kecilnya daya yang dibangkitkan dan jarak dari pembangkit itu sendiri ke titik beban mempengaruhi total biaya di sepanjang rantai pasok. Jika rugi daya selama transmisi besar, energi akan habis selama perjalanan dan bisa jadi tidak ada yang diterima oleh titik beban sehingga biaya per satuan daya juga ikut meningkat karena faktor pembagi yaitu total nett daya yang diterima semakin kecil. Oleh sebab itu, jika kita amati tabel di atas, masing-masing titik beban akan memilih PLTA yang mayoritas berada pada area yang sama.

Pada tahap selanjutnya, masing-masing pilihan titik beban akan dikonsolidasikan sehingga tidak ada pembangkit yang sama. Dari total 93 pembangkit yang tersedia, didapatkanlah total 33 pembangkit pada tahap kedua. Dari 33 pembangkit tersebut didapatkan total daya yang dipasok sebesar 15.506 MW dari total

kebutuhan 24.863 MW di sistem Jawa Bali sehingga pada tahap konsolidasi ini terjadi kekurangan pasokan untuk memenuhi kebutuhan listrik. Pada tahap *closed-loop system solutions* skenario yang digunakan adalah skenario penambahan pembangkit dari pembangkit-pembangkit yang tidak terpilih pada tahap pertama. Hasil akhir dari tahap terakhir ini dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 5.15 Pemilihan Jenis Pembangkit Tambahan

Kode Pembangkit	Tenaga Pembangkitan	Daya yang dibangkitkan	Kode Pembangkit	Tenaga Pembangkitan	Daya yang dibangkitkan
UBRUG	Air	18,4	PITON	Batubara	1.355,0
KRCAK	Air	18,9	PEC	Batubara	1.220,0
SRLYA	Batubara	3.801,6	Jawa Power	Batubara	1.220,0
SALAK	Panas Bumi	170,0	PAITON	Batubara	815,0
LABUAN	Batubara	560,0	RBANG	Batubara	560,0
LONTAR	Batubara	840,0	CLCAP	HSD	562,0
PLNGN	Air	6,9	Pacitan	Batubara	560,0
LMIAN	Air	19,5	Tj. Awar-awar	Batubara	323,0
CKLNG	Air	18,0	Celukan Bawang	Batubara	380,0
PRKAN	Air	9,9	KTNGR	Air	8,5
KMNG	Panas Bumi	198,5	SIMAN	Air	10,2
DRJAT	Panas Bumi	248,0	BNKOK	Air	3,9
Indramayu	Batubara	870,0	LDOYO	Air	4,5
Pelabuhan Ratu	Batubara	969,0	GRNGN	Air	3,2
SALAK	Panas Bumi	183,0	GOLNG	Air	2,7
WWNDU	Panas Bumi	225,2	NGBEL	Air	2,2
Cirebon	Batubara	660,0	CRATA	Air	948,0
PATUHA	Panas Bumi	55,0	SGLNG	Air	698,4
JELOK	Air	20,4	MRICA	Air	179,4
TIMO	Air	11,9	JTLHR	Air	180,0
GRUNG	Air	26,4	WLNGI	Air	53,6
WDLIN	Air	18,0	PRIOK	BBG	1.815,0
KOMBO	Air	22,3	GRBRU	BBG	1.440,0
TJATI	Batubara	2.643,8	MTWAR	BBG	1.943,0
DIENG	Panas Bumi	45,0	TBROK	MFO	864,0
STAMI	Air	103,0	GRATI	BBG	756,2
MDLAN	Air	20,7	MKRNG	BBG	1.074,0
SLRJO	Air	47,1	CLGON	BBG	660,0
SGRUH	Air	28,5	Bekasi Power	BBG	118,0
TLNGN	Air	35,7			

Dari tabel di atas, kecenderungan awal pemilihan jenis pembangkit tambahan adalah PLTU batubara. Padahal, masih banyak PLTA yang belum terpilih untuk dimaksimalkan. PLTA yang memiliki sumber tenaga pembangkitan dari waduk sebagian besar memiliki

kapasitas yang besar, hanya saja untuk beban dasar diprioritaskan untuk PLTA yang berasal dari mikro hidro atau aliran sungai di mana kapasitas pembangkitnya kecil. Jika saja pertimbangan itu tidak digunakan sehingga semua jenis PLTA dapat diprioritaskan untuk memenuhi beban dasar, maka pembangkit jenis mikro hidro kemungkinan kecil akan terpilih sebagai pemasok beban dasar dikarenakan pembangkit PLTA dengan waduk memiliki daya yang tinggi yang membuat efisiensinya juga lebih tinggi.

Jika ditinjau lebih jauh lagi, PLTA dengan kemampuan pembangkitan yang kecil seperti mikro hidro selayaknya tidak cocok untuk masuk dalam sistem transmisi jarak jauh. Bawa sangat dimungkinkan daya yang dibangkitkan oleh PLTA akan hilang sepanjang transmisi karena rugi daya. Oleh karena itu, PLTA seperti mikro hidro lebih cocok untuk memenuhi kebutuhan daya di sekitar PLTA tersebut (area lokal). Dengan tetap memberikan prioritas pada energi terbarukan, PLTA dengan daya kecil seharusnya langsung didistribusikan menggunakan jaringan transmisi yang lebih rendah menuju langsung ke konsumen. Hal ini bisa menjadi suatu konsep kemandirian energi di mana pengembangan pembangkit-pembangkit kedepannya bisa memanfaatkan potensi lokal meskipun kecil dan langsung digunakan untuk memenuhi kebutuhan lokal.

Solusi akhir dari kasus ini adalah terpilihnya 59 pembangkit dengan total daya 29.654 MW yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan titik beban yang ada. Dari 59 pembangkit tersebut, selain PLTP, PLTA, dan PLTU yang diprioritaskan, pembangkit listrik dengan BBG menjadi pilihan yang cukup efisien dibandingkan penggunaan diesel. Dari sisi investasi dan *running cost*, pembangkit dengan BBG masih lebih efisien dibandingkan dengan diesel. Meskipun begitu, salah satu kendala dalam pembangunan pembangkit dengan BBG adalah lokasi yang cocok yang mudah untuk dibangun instalasi pipa penyaluran BBG.

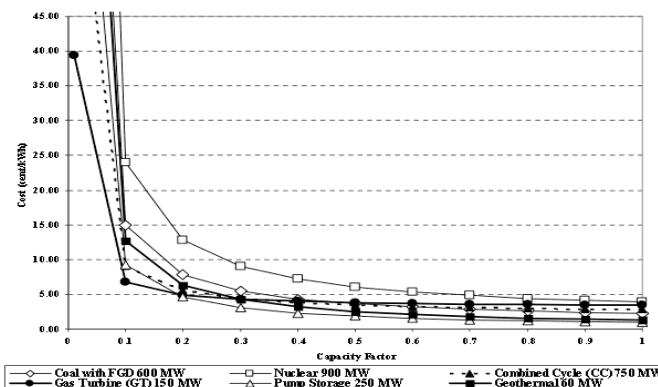
Hal yang menarik dari hasil akhir di atas adalah terpilihnya 2 pembangkit dengan bahan bakar HSD dan MFO padahal biaya variabel produksi dari pembangkit ini lebih tinggi dibandingkan jenis pembangkit lainnya. Jika diteliti lebih lanjut, lokasi keduanya terletak di Jawa Tengah yaitu Cilacap dan Tambak Lorok. Jika dievaluasi secara sistem, rugi daya yang terjadi akan lebih kecil untuk memasok kesemua titik beban dikarenakan lokasinya yang berada di tengah-tengah antara 5 titik beban. Sehingga, meskipun biaya produksi cukup tinggi, nett daya yang diterima titik beban juga akan tinggi dan biaya per satuan daya menjadi kecil. Hal ini tentunya akan berbeda jika lokasi pembangkit tersebut berada di Banten ataupun Jawa Timur.

Jika dilihat dari segi efisiensi, pemilihan PLTU dengan bahan bakar batubara tentunya akan lebih mahal dibandingkan PLTA. Namun dengan pertimbangan operasi, PLTU batubara lebih diprioritaskan. Hal ini perlu dicermati dalam pengembangan energi di masa depan. Saat ini pemerintah masih mengandalkan PLTU batubara untuk meningkatkan rasio elektrifikasi karena harga beli listriknya lebih murah. Proyek pembangunan pembangkit listrik 35.000 MW masih didominasi oleh PLTU, sehingga kebutuhan batubara akan terus meningkat seiring dengan pembangunan dan beroperasinya pembangkit tersebut.

Dengan dikembangkannya pembangkit 35.000 MW secara nasional, semangat untuk mengembangkan energi terbarukan tetap harus dikedepankan. Jika konsep pengembangan tidak sejalan dengan potensi energi lokal serta menggunakan jenis pembangkit energi tak terbarukan yang tidak fleksibel, seperti batubara, maka pengembangan energi terbarukan dapat terhambat. Hal ini sangat dimungkinkan karena kurangnya fleksibilitas pembangkit seperti PLTU menyebabkan beban dasar lebih diprioritaskan untuk dipasok oleh PLTU. Jika tidak ada kebijakan yang jelas untuk mengatur ini maka ketergantungan terhadap energi tak terbarukan akan tinggi

dan kenaikan biaya produksi sangat mungkin terjadi ketika harga komoditas energi ikut naik.

Di Indonesia iklim investasi yang kurang kondusif dinilai masih menjadi kendala dalam pengembangan tenaga listrik, khususnya pengembangan energi panas bumi. PLN masih enggan membeli listrik panas bumi karena harga jual yang lebih tinggi dibanding pembangkit konvensional (6-11 sen per kWh). Sementara pihak pengembang menilai harga tersebut kurang kompetitif karena biaya pembangkit listrik panas bumi mencapai 6-8 sen per kWh.



Sumber: La Ode, Muh. Abdul Wahid (Perbandingan Biaya Pemangkit – Pemangkit Listrik di Indonesia)

Gambar 5.25 Perbandingan Besarnya Biaya Pembangkitan Listrik di Jawa Bali

Menurut La Ode, dari grafik di atas dapat diketahui dapat diketahui bahwa pada faktor beban yang diatas 0,4, maka biaya pembangkitan PLTU Batubara lebih murah dari PLTGU (*Combined Cycle*), PLTG, dan PLTP. Biaya pembangkitan PLTG akan lebih rendah dari PLTGU pada faktor beban lebih kecil dari 0,4, sedangkan pada faktor beban lebih dari 0,4 biaya pembangkitan PLTGU akan lebih rendah. PLTG dan PLTA akan lebih ekonomis kalau dioperasikan pada beban puncak saja, padahal saat ini sebagian besar PLTA dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar. Sedangkan PLTU Batubara karena kurang fleksible dalam

pengaturan daya akan lebih menguntungkan kalau dioperasikan sebagai pembangkit beban dasar. Pada faktor beban yang rendah biaya pembangkitan PLTU batubara akan sangat tinggi, tetapi faktor pembebanan diatas 0,7 biaya pembangkitannya akan lebih rendah dari PLTGU. PLTD dianggap tepat untuk dioperasikan sebagai pembangkit listrik beban puncak, walaupun biaya pembangkitan diesel dengan kapasitas beban rendah lebih mahal dibanding dengan PLTG maupun PLTGU.

Dengan bergabungnya swasta dalam pembangunan proyek 35.000 MW, pemerintah sebenarnya dapat mengambil langkah-langkah dengan tetap memprioritaskan pengembangan energi terbarukan meskipun pembangkit yang banyak dibangun adalah PLTU batubara. Skema pembelian listrik menjadi salah satu alternatif yang dapat dipakai. Pembangkit yang telah ada saat ini, termasuk PLTA waduk, dapat digunakan untuk prioritas pemenuhan kebutuhan beban dasar, termasuk jika ada pengembangan pembangkit listrik energi terbarukan. Pasokan yang tidak dapat dipenuhi oleh pemerintah melalui PLN inilah yang nantinya akan dipasok oleh pihak swasta dengan skema pembelian yang fleksibel. Tentu saja ini akan berpengaruh terhadap harga beli. Namun, jika dievaluasi secara sistem bisa jadi biaya yang dikeluarkan tidak lebih tinggi dibandingkan menggunakan skema pembelian yang *fixed*.

BAB VI

PENUTUP

6.1 Kesimpulan

Berdasar analisis terhadap penyediaan dan pemanfaatan energi nasional yang telah dilakukan, baik secara kualitatif maupun kuantitatif, dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Peningkatan penyediaan energi terlihat untuk hampir seluruh jenis energi kecuali *hydro* dan biomasa. Dominasi energi fosil (batubara, gas, minyak bumi) dalam penyediaan energi primer nasional masih sangat tinggi, mendekati 90% pada tahun 2015. Meskipun perekonomian Indonesia yang mengalami perlambatan tidak berpengaruh negatif terhadap konsumsi energi nasional. Total pemanfaatan energi nasional meningkat 2% pada 2015.
2. Indonesia masih memiliki ketergantungan impor yang cukup besar untuk memenuhi kebutuhan minyak dalam negeri mendekati 55% dari total pasokan minyak nasional 2015. Di sisi pemanfaatan, transportasi masih menjadi sektor yang paling banyak menggunakan minyak dibandingkan dengan sektor-sektor lainnya.
3. Indonesia termasuk di dalam salah satu negara pengekspor LNG terbesar ke empat di dunia. Akan tetapi, dari sisi produksi, gas Indonesia menunjukkan tren pertumbuhan negatif selama lima tahun terakhir. Tidak adanya penemuan lapangan gas yang signifikan menjadi penyebab utama menurunnya tingkat produksi gas alam nasional. Di dalam negeri, pemanfaatan gas bumi lebih banyak digunakan sebagai bahan bakar dan bahan baku oleh sektor industri. Pembangkit listrik menjadi sektor

berikutnya yang paling banyak menggunakan gas setelah industri.

4. Batubara adalah komoditas energi yang paling besar diekspor oleh Indonesia. Ekspor batubara Indonesia pada 2015 turun lebih dari 71 juta BOE (~ 16 juta ton). Di sisi produksi, batubara mengalami peningkatan produksi yang paling besar dibandingkan dengan jenis energi lainnya, bahkan melebihi peningkatan produksi secara total. Peningkatan produksi batubara didorong oleh permintaan batubara di sektor pembangkit listrik.
5. Dengan total potensi energi terbarukan (EBT) yang mencapai lebih dari 400 GW, pemanfaatan EBT di Indonesia hingga saat ini masih sangat rendah, kurang dari 2% dari total potensi EBT. Penurunan produksi paling signifikan terjadi pada biodiesel mencapai lebih dari 50% pada 2015.
6. Pada 2015 penyediaan tenaga listrik nasional mencapai 233,9 ribu GWh. Dari sisi pengguna, rumah tangga menunjukkan peningkatan konsumsi listrik yang paling besar dibandingkan dengan pelanggan lainnya mencapai lebih dari 4.500 GWh pada 2015. Di sisi lain, sektor industri menunjukkan perubahan yang negatif. Penjualan listrik di sektor ini turun mendekati 2.000 GWh pada 2015.
7. Total kapasitas terpasang pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali mencapai 64,02% dari total kapasitas terpasang nasional. Pembangkit listrik sistem ketenagalistrikan Jawa Bali didominasi oleh pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) yang memakai batubara sebagai bahan bakarnya. Kondisi beban puncak sistem ketenagalistrikan Jawa Bali pada tahun 2015 meningkat 1,5% dari tahun sebelumnya. Selama tahun 2015, susut energi pada sistem ketenagalistrikan Jawa Bali sebesar 8,39%.
8. PLTA merupakan pembangkit yang efisien namun tidak semua PLTA menjadi prioritas awal. Hal ini dipengaruhi oleh jarak dari pembangkit itu sendiri ke titik beban yang ada. PLTA yang memiliki sumber tenaga pembangkitan dari waduk sebagian besar memiliki kapasitas yang besar, hanya saja untuk beban

- dasar diprioritaskan untuk PLTA yang berasal dari mikro hidro atau aliran sungai di mana kapasitas pembangkitnya kecil.
9. Dari 93 pembangkit PLTP, PLTA, dan PLTU merupakan pembangkit yang diprioritaskan. Selain itu pembangkit listrik dengan BBG menjadi pilihan yang cukup efisien dibandingkan penggunaan diesel. Dari sisi investasi dan *running cost*, pembangkit dengan BBG masih lebih efisien dibandingkan dengan diesel.

6.2 Rekomendasi

Beberapa rekomendasi teknis terkait kegiatan manajemen rantai penyediaan dan pemanfaatan energi yang dilakukan, antara lain:

1. Pembangkit-pembangkit EBT yang memiliki kapasitas kecil sebaiknya dilokasikan dekat dengan pusat beban. Pembangkit EBT tersebut digunakan hanya untuk memenuhi kebutuhan listrik beban dasar hingga beban menengah di wilayah tersebut, bukan disalurkan untuk memenuhi kebutuhan listrik di wilayah lain.
2. Pertimbangan semua jenis PLTA dapat diprioritaskan untuk memenuhi beban dasar, maka pembangkit PLTA dengan waduk kemungkinan besar akan terpilih sebagai pemasok beban dasar. Karena PLTA dengan waduk memiliki daya yang tinggi yang membuat efisiensinya juga lebih tinggi.
3. Untuk meminimalkan BPP tenaga listrik, sebaiknya pembelian tenaga listrik dari pembangkit IPP yang berbahan bakar batubara dilakukan hanya untuk memenuhi kebutuhan beban puncak. Sedangkan untuk memenuhi kebutuhan beban dasar menggunakan pembangkit-pembangkit EBT eksisting.
4. Mengingat hal tersebut, perlu evaluasi kembali terkait Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik antara PLN dengan IPP agar kedua belah pihak tidak merasa dirugikan.

5. Karena keandalan panas bumi yang lebih baik dibandingkan EBT lain, sudah semestinya panas bumi dijadikan prioritas dalam pengembangan EBT untuk mencapai target buran energi pada 2025.

DAFTAR PUSTAKA

- Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara Perubahan (APBN-P) 2015.
- Badan Pusat Statistik. 2016. Sosial dan Kependudukan. www.bps.go.id.
- Badan Pusat Statistik. 2016. Ekonomi dan Perdagangan. www.bps.go.id.
- Bernardini O, Galli R. 1993. *Dematerialization: Long Term Trends in the Intensity of Use of Material and Energy. Future*. May 431-448.
- Kementerian ESDM. 2016. Handbook of Energy And Economic Statistics of Indonesia 2016. Jakarta: Pusdatin ESDM
- Kementerian ESDM. 2015. Statistik Ketenagalistrikan 2015. Jakarta: Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan
- Kementerian Keuangan. 2015. Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) 2015. Jakarta: Kemenkeu
- La Ode, Muh. Abdul Wahid. Perbandingan Biaya Pemangkit – Pemangkit Lisrik di Indonesia. http://www.oocities.org/markal_bppt/publish/slistrk/sl wahid.pdf
- Matek, Benjamin. 2014. *The Manageable Risks of Conventional Hydrothermal Geothermal Power Systems: A Factbook on Geothermal Power's Risks and Methods to Mitigate Them*. Geothermal Energy Association
- Nawawi, H. Hadari. 1983. Metode Penelitian Deskriptif. Yogyakarta: Gajah Mada University Press.
- Nazir, Moh. 2005. Metode penelitian. Jakarta: Ghalia Indonesia.
- Peraturan Menteri ESDM No. 03 Tahun 2007 tentang Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa Madura Bali.
- PT PLN . 2015. Statistik PLN 2015. Jakarta: Sekretaris Perusahaan PT PLN

Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2015 – 2024.

Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN 2016 – 2025.

Sujatmiko, Hernawan. 2009. Jurnal: Analisis Kerugian Daya Pada Saluran Transmisi Tegangan Ekstra Tinggi 500 kV di PT. PLN (Persero)Penyaluran & Pusat Pengaturan Beban (P3B) Jawa Bali Regional Jawa Tengah & DIY Unit Pelayanan Transmisi Semarang. Semarang: Universitas Negeri Semarang

Taha, H.A. 1996. Riset Operasi, Jilid I. Ed ke-5. Editor: Dr. Lyndon Saputra. Binarupa Aksara. Jakarta.



Tak bisa dipungkiri, sektor energi dan sumber daya mineral (ESDM) hingga saat ini masih menjadi sektor strategis dalam mendorong roda perekonomian Indonesia. Selain menjadi andalan penerimaan dan sumbangan devisa negara, sektor ESDM adalah tulang punggung penyedia energi dalam menggerakkan ekonomi dan menjamin pelaksanaan pembangunan nasional nasional. Seiring usaha untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil, hingga tahun 2015 dominasi batubara, minyak dan gas bumi dalam penyediaan energi primer nasional masih sangat tinggi, mendekati 90 persen. Meskipun perekonomian Indonesia mengalami perlambatan, total pemanfaatan energi nasional justru meningkat 2 persen pada 2015 dibanding tahun sebelumnya.



www.esdm.go.id
PUSAT DATA DAN TEKNOLOGI INFORMASI
ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
KEMENTERIAN ESDM
2016