

BAB III SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI

3.1 Gambaran Umum

Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali (STLJB) untuk sisi tegangan ekstra tinggi dan tegangan tinggi dikelola oleh PT PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali (PLN P3B JB). Sistem tenaga listrik Jawa Bali terhubung satu sama lain melalui transmisi tenaga listrik 500 kV, 150 kV dan 70 kV seperti terlihat pada gambar 3.1.

Sistem interkoneksi memungkinkan adanya transfer antar area, sehingga kekurangan daya di suatu area akan dapat di bantu area lain melalui jaringan yang terinterkoneksi. Sistem interkoneksi ini juga membuat setiap kejadian di sistem tenaga listrik akan mempengaruhi ke seluruh sistem interkoneksi tersebut. Besarnya sistem interkoneksi ini diukur dari besarnya kapasitas pasokan dalam hal ini pembangkit, serta tingkat kebutuhan tenaga listrik.



Gambar 3.1 Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali

Pada tahun 2009 kapasitas pembangkit di STLJB mencapai 21.784 Mega Watt (MW) sedangkan beban puncak netto yang pernah dicapai 17.211 MW yaitu pada tanggal 04 November 2009 pukul 19.00 WIB.

Operasi sistem Jawa Bali di bagi dalam dua (2) hirarki :

Hirarki Pertama adalah *Java Control Centre (JCC)* di bawah Bidang Operasi Sistem (BOPS) yang berkedudukan di Gandul sebagai pengendali sistem Jawa Bali yang bertanggungjawab terhadap manajemen energi serta pengendalian operasi sistem penyaluran 500 kV.

Hirarki Kedua adalah empat *Regional Control Centre (RCC)* di masing-masing Region : RCC Cawang untuk Region 1, RCC Cigereleng untuk Region 2, RCC Ungaran untuk Region 3 serta RCC Waru untuk Region 4. Khusus untuk Bali dikendalikan oleh Sub-Region Control Centre Bali di Denpasar yang secara teknis berfungsi seperti Region tetapi secara administratif di bawah Region 4. RCC dan Sub-RCC bertanggungjawab terhadap pengendalian jaringan 150 kV dan 70 kV di wilayah kerjanya serta meneruskan perintah JCC ke unit pembangkit yang beroperasi di sistem 150 kV dan 70 kV di wilayah kerjanya.

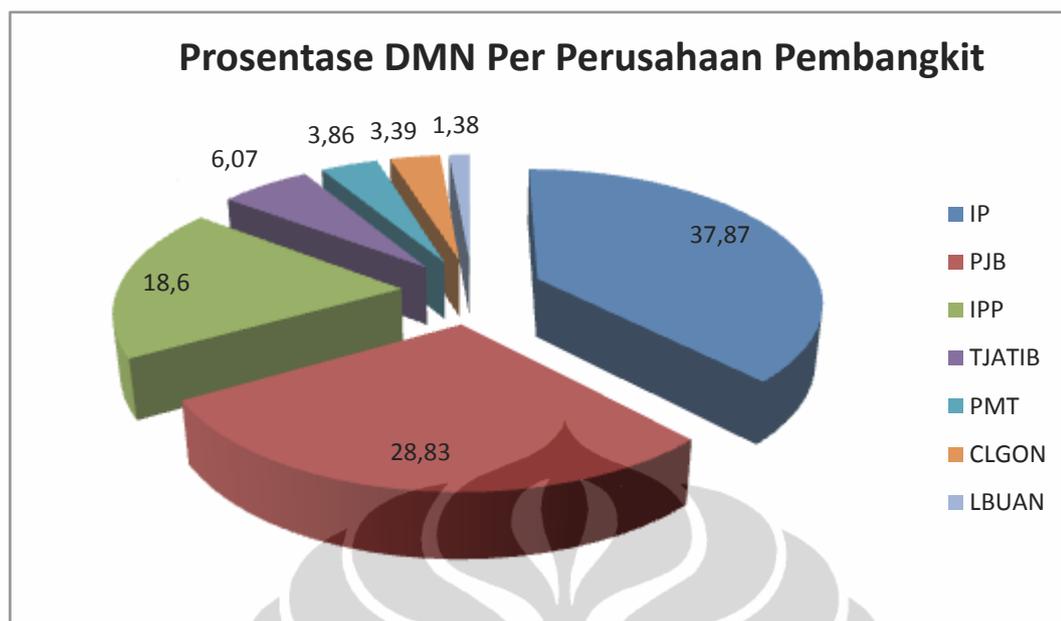
3.2 Pembangkitan

3.2.1 Komposisi Pembangkitan

Daya Mampu Netto (DMN) dari masing-masing perusahaan pembangkit di STLJB^[1] dapat dilihat pada tabel 3.1 (dalam MW, jumlah Unit dan prosentase) dan gambar 3.2.

Tabel 3.1. Komposisi DMN Pembangkit STLJB Tahun 2009

Perusahaan Pembangkit	DMN (MW)	Unit	%
PT Indonesia Power (IP)	8.249	120	37,87
PT Pembangkitan Jawa Bali (PJB)	6.281	71	28,83
PT PLN Muaratawar (PMT)	840	6	3,86
PT PLN Tanjungjati B	1.322	2	6,07
PT PLN Cilegon	739	3	3,39
Independent Power Producer (IPP)	4.053	23	18,60
PLTU Labuan	300	1	1,38
Total	21.784	226	100



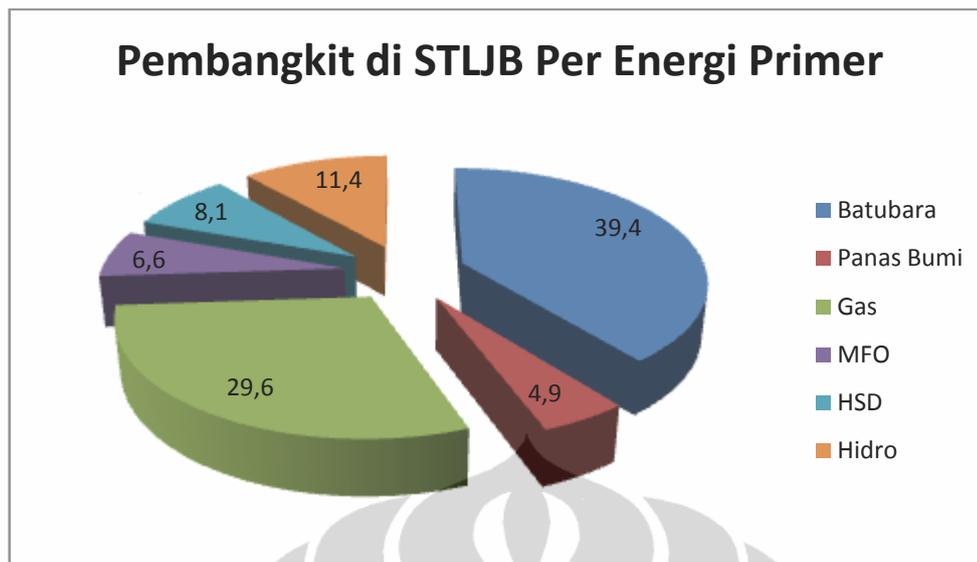
Gambar 3.2 Komposisi Pembangkit per Perusahaan tahun 2009

3.2.2 Komposisi Energi Primer

Daya Mampu Netto (DMN) pembangkit berdasarkan energi primer untuk setiap jenis pembangkit^[1] di STLJB dapat dilihat pada tabel 3.2 (dalam prosentase energi primer) dan gambar 3.3.

Tabel 3.2. Komposisi energi primer pembangkit STLJB tahun 2009

Jenis Pembangkit	DMN (MW)	%
Hidro	2.477	11,4
Panas Bumi	1.075	4,9
Gas	6.459	29,6
MFO	1.437	6,6
HSD	1.761	8,1
Batubara	8.575	39,4
Total	21.784	100



Gambar 3.3 Komposisi Pembangkit per Energi Primer tahun 2009

3.3 Penyaluran

Adapun komponen sistem penyaluran di STLJB terdiri atas :

1. Saluran Udara : - SUTET (Saluran Udara Tegangan Ekstra Tinggi) 500 kV
- SUTT (Saluran Udara Tegangan Tinggi) 150 kV dan 70kV,
2. Saluran Kabel : - SKTT (Saluran Kabel Tanah Tegangan Tinggi) 150 kV dan 70 kV,
- SKLT (Saluran Kabel Laut Tegangan Tinggi) 150 kV,
3. Gardu Induk dan
4. Transformator.

SUTET merupakan *back-bone* sistem Jawa Bali yang dimanfaatkan untuk menyalurkan energi dalam jumlah besar dari pusat-pusat pembangkit skala besar seperti kompleks Pembangkitan Paiton dan Suralaya, sedangkan SUTT 150 kV dan 70 kV merupakan jaringan *outgoing feeder* transformator 500/150 kV ke pusat-pusat beban di Region. Rincian komposisi sistem penyaluran dapat dilihat pada tabel 3.3.

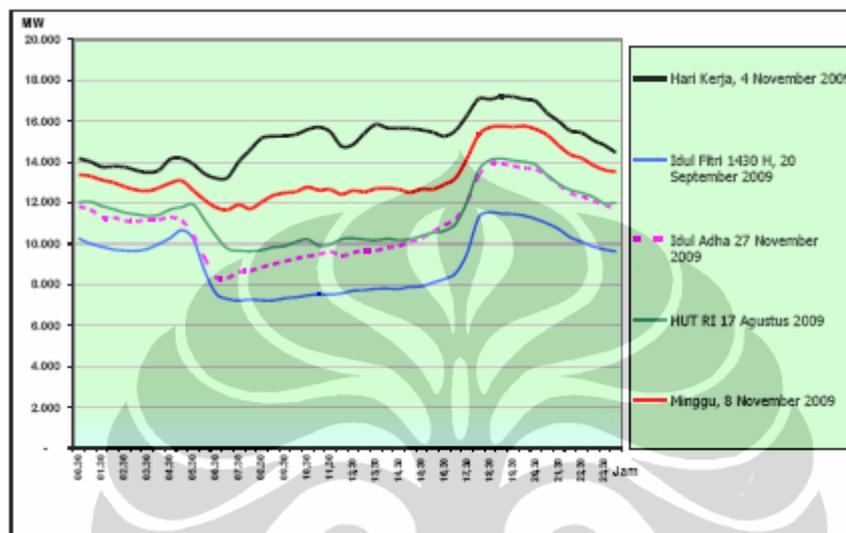
Tabel 3.3. Komposisi Instalasi Penyaluran STLJB Tahun 2009

Instalasi	Unit/Sirkuit	Kms/MVA
Gardu Induk (Unit)		
500 kV	23	
150 kV	301	
70 kV	80	
Saluran Udara (sirkuit, kms)		
500 kV	49	5048,68
150 kV	619	11671,15
70 kV	177	3586,90
Saluran Kabel (sirkuit, kms)		
150 kV	69	378,46
70 kV	4	23,70
Transformator		
500/150 kV	36	17000
150/70 kV	61	3727
150/20 kV	575	27904
70/20 kV	135	2712

3.4 Karakteristik Beban

Beban STLJB tidak terlalu dipengaruhi oleh kondisi cuaca atau temperatur udara. Karakteristik beban hari Kerja dan Sabtu tidak jauh berbeda, tetapi jauh berbeda dengan hari Minggu dan hari libur. Pada hari Minggu dan libur beban siang hari akan lebih rendah dan berlangsung dalam periode yang lebih lama. Beban puncak Minggu umumnya hanya 90% beban puncak hari Kerja.

Periode beban rendah akan terjadi pada hari Lebaran dimana sepanjang pagi hingga sore hari beban sistem hanya mencapai kurang lebih 50% dari beban hari kerja. Perbandingan karakteristik beban berdasarkan jenis hari dapat dilihat pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Karakteristik tipikal Beban harian STJJB

3.5 Pengendalian Operasi

Persoalan yang dihadapi Dispatcher dalam pengendalian operasi adalah bagaimana membagi beban di antara unit-unit pembangkit yang sedang beroperasi sehingga biaya bahan bakar dan rugi-rugi jaringan dapat diminimalkan (*on-line economic dispatch*) dan bila terjadi gangguan yang *credible*, sistem masih aman (*secure economic dispatch*).

Kompleksitas pengendalian operasi disebabkan oleh berbagai faktor antara lain :

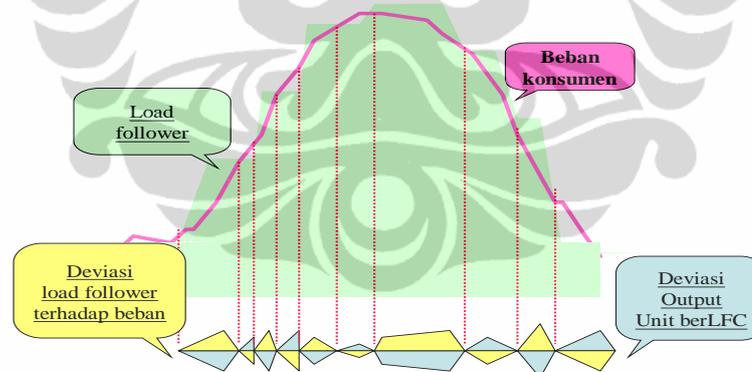
1. lokasi unit-unit pembangkit yang dikoordinir tersebar dan berjauhan,
2. pengoperasian seluruh komponen sistem tenaga listrik perlu dipantau agar penyaluran daya dapat berjalan dengan aman dan optimal,
3. diperlukan pengendalian unit-unit pembangkit agar dapat mengikuti dinamika permintaan beban konsumen,
4. operasi sistem tenaga listrik di STJJB melibatkan biaya operasi yang besar,
5. kelangsungan dan mutu pelayanan listrik perlu dipertahankan, dan
6. adanya pengaruh lingkungan dan non-teknis.

Sarana pendukung dalam mengendalikan operasi adalah sistem Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA). Saat ini sistem SCADA buatan Siemens. Media komunikasi antara JCC dengan RCC, JCC dengan pusat-pusat pembangkit dan dengan Gardu Induk adalah saluran telepon Publik, saluran sewa (*leased channel*), *Power Line Carrier* (PLC), telpon jaringan *fiber optic* serta Intranet dan Internet.

3.5.1 Frekuensi

Dalam kondisi normal, frekuensi menunjukkan keseimbangan sesaat antara pembangkitan dan beban (*load and demand*). Frekuensi sistem Jawa Bali dikendalikan oleh Pusat Pengatur Beban yang berlokasi di Gandul. Pusat pengatur beban berkewajiban menjaga mutu dan stabilitas frekuensi sistem. Pengaturan frekuensi dilakukan dengan mengatur output daya aktif (MW) masing-masing pembangkit yang tersambung jaringan.

Cara mengendalikan frekuensi adalah dengan regulasi primer (*Governor free*), regulasi sekunder (*Load Frequency Control/LFC*) dan manual dispatch oleh pengendali real time (*dispatcher*) sebagaimana ditunjukkan gambar 3.5.



Gambar 3.5 Pengaturan Frekuensi

Regulasi primer (*Governor Free*) yang mempunyai sifat :

- Merespon dengan cepat terjadinya *generation-load mismatch*
- Masih terdapat steady state error (deviasi frekuensi) sesuai karakteristik speed droop
- Mengakibatkan perubahan aliran daya

Regulasi sekunder (*Load Frequency Control*) berfungsi :

- a. Mengembalikan frekuensi ke nilai nominalnya
- b. Secara otomatis mengembalikan power interchange antar area

Pada regulasi primer,

$$k = \left(\frac{1}{s}\right) * \left(\frac{P_{nom}}{f_0}\right) \quad (3.1)$$

dimana:

- k : Faktor partisipasi (MW/Hz)
- P_{nom} : Daya nominal unit (MW)
- f_0 : Frekuensi referensi (50 Hz)
- s : Speed droop

$$\Delta P = -k \cdot \Delta f \quad (3.2)$$

dimana:

- ΔP : Governor Action
- k : Faktor partisipasi (MW/Hz)
- Δf : Deviasi frekuensi ($f - f_0$) (Hz)

Pada regulasi primer ini, speed droop pembangkit ditentukan minimal 5% menurut Aturan Jaringan tahun 2007 (*Grid Code*). Pembangkit hidro biasanya dapat memiliki speed droop hingga 2,5%, sedang pembangkit thermal dengan turbin gas sekitar 4%.

Sedang pada regulasi sekunder,

$$P_g = P_o + N P_r - k \cdot \Delta f \quad (3.3)$$

dimana:

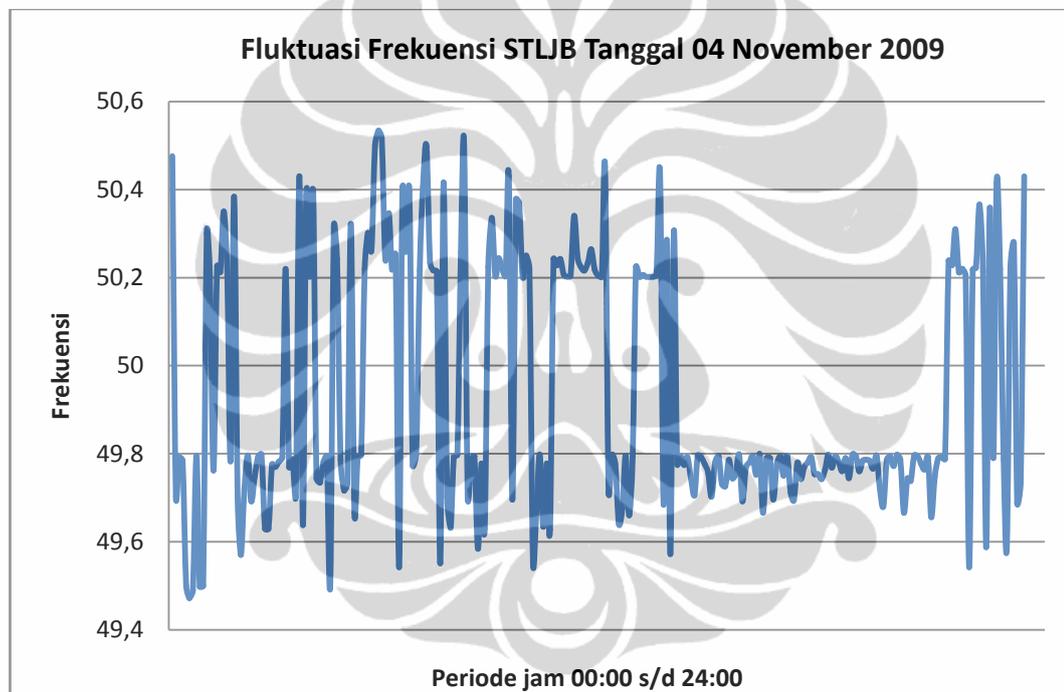
- P_g : Daya keluaran unit pembangkit (MW)
- P_o : Set point (MW)
- P_r : Rentang regulasi (MW)
- N : Level isyarat (*output PI controller ACE*)
- k : Faktor partisipasi (MW/Hz)
- Δf : Deviasi frekuensi ($f - f_0$) (Hz)

Seting sistem *governor free* baru diimplementasikan pada pembangkit Cirata, Gresik, Suralaya, Paiton, Saguling dan Grati. Akan tetapi, tidak seluruh unit pada pembangkit tersebut berpartisipasi.

Pembangkit 500 kV yang telah mengikuti mode operasi *Load Frequency Control* (LFC) adalah PLTA Saguling 1 s/d 4; PLTA Cirata 1 s/d 8; PLTU Suralaya 5, 6 & 7; PLTU Paiton 1 & 2; PLTU Tanjung Jati 1 & 2; PLTG Muara Tawar Blok 3 & 4; PLTGU Gresik Blok 2 & 3; PLTGU Grati Blok 1.

Pembangkit 150 kV yang telah mengikuti mode operasi LFC adalah PLTU Muarakarang 4 & 5; PLTU Gresik 3 & 4; PLTGU Priok blok 1 & 2; PLTGU Muara Karang blok 1; PLTGU Tambak Lorok blok 1 & 2; PLTGU Gresik blok 1.

Fluktuasi frekuensi Sistem Jawa Bali pada saat Beban Puncak tanggal 04 November 2009, dapat dilihat seperti pada gambar 3.6.



Gambar 3.6 Fluktuasi Frekuensi STLJB tanggal 04 November 2009

Frekuensi sistem cenderung tidak konstan. Hal ini disebabkan karena sebagian besar pembangkit dioperasikan pada mode *load limit*, terutama pembangkit yang beroperasi dengan mode LFC, sehingga *bandwidth* untuk LFC dari pembangkit semakin kecil.

3.6 Rencana Pengembangan Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali

Mengacu pada pertumbuhan ekonomi nasional yang dicanangkan pemerintah rata-rata sebesar 6 % tiap tahun untuk tahun 2010-2019, serta ratio elastisitas sebesar 1,1 (Study JICA) s/d 1,5 (PLN Pusat) kali, maka pertumbuhan energi dan beban diperkirakan akan tumbuh sebesar 6,6% s/d 9,1% pertahunnya. Dengan mengutamakan keandalan operasi sistem maka kebijakan reserve margin sistem pembangkitan ditentukan sama atau lebih besar dari 30% - 45% tiap tahun.

Pertumbuhan energi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali^[10] dari tahun 2010 - 2019 rata-rata sebesar 9,09%, sedangkan perkiraan beban puncak bruto tahun 2019 akan menjadi 44.237 MW yang berarti mengalami pertumbuhan rata-rata 9,61 % untuk tahun 2010-2019, dengan faktor beban diasumsikan sama yaitu sebesar 75,45% pertahun.

3.6.1 Kapasitas Pembangkit Tenaga Listrik STLJB

Pengembangan Kapasitas penyediaan tenaga listrik dapat dilakukan dengan cara pembangkit sendiri, IPP atau pembelian excess power dari pembangkit captive. Pengembangan kapasitas penyediaan tenaga listrik tidak boleh mengakibatkan lebih buruknya Faktor Kapasitas pembangkit keseluruhan, dan kenaikan Biaya Pokok Penyediaan (BPP).

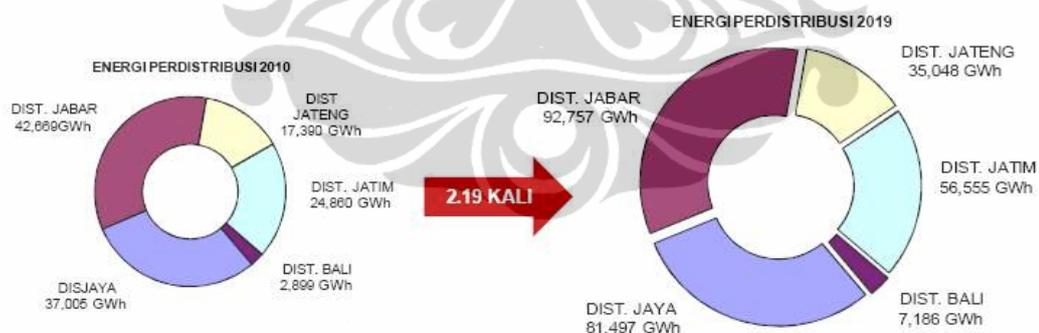
3.6.2 Kebutuhan Energi PLN Distribusi di STLJB

Mengacu pada pertumbuhan ekonomi nasional rata-rata sebesar 6 %/tahun, dan ratio elastisitas sebesar 1,1 kali s/d hingga 1,5 kali, maka prakiraan kebutuhan energi untuk masing-masing PLN Distribusi di sistem Jawa Bali tahun 2010 - 2019 dapat dilihat pada tabel 3.4 dibawah ini.

Tabel 3.4 Prakiraan Kebutuhan Energi (GWh) PLN Distribusi Jawa & Bali

Tahun	Dist Jakarta	Dist Jabar & Banten	Dist Jateng & DIY	Dist Jatim	Dist Bali	Total
2010	37,005	42,669	17,390	24,860	2,899	124,823
2011	40,569	46,504	18,930	27,133	3,190	136,328
2012	44,484	50,737	20,452	29,725	3,422	148,819
2013	48,720	55,440	22,124	32,617	3,717	162,617
2014	53,333	60,575	23,938	35,793	4,119	177,759
2015	58,302	66,183	25,909	39,281	4,605	194,280
2016	63,480	72,016	27,941	43,128	5,185	211,749
2017	68,998	78,271	30,049	47,235	5,754	230,308
2018	75,018	85,210	32,459	51,785	6,535	251,008
2019	81,497	92,757	35,048	56,555	7,186	273,043

Adapun diagram dari prakiraan kebutuhan energi per-Distribusi di Jawa Bali dapat dilihat pada gambar 3.7 dibawah ini.



Gambar 3.7. Prakiraan kebutuhan Energi per-Distribusi

3.6.3 Produksi Energi Bruto Dan Netto Pembangkitan STLJB

Guna memenuhi permintaan energi dari Distribusi seperti tersebut di atas, maka kebutuhan produksi energi bruto dan netto dari pembangkit sistem Jawa Bali tahun 2010 – 2019 dapat dilihat pada Tabel 3.5 dibawah ini.

Tabel 3.5. Energi Produksi Pembangkit Listrik Jawa Bali (TWh)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bruto (TWh)	132,9	145,1	158,4	173,1	189,2	206,8	225,4	245,2	267,2	290,6
Netto (TWh)	127,6	139,3	152,1	166,2	181,6	198,5	216,4	235,3	256,5	279,0

Pertumbuhan rata-rata produksi energi bruto dan netto dari pembangkit dari tahun 2010 – 2019 hampir sebanding dengan kebutuhan energi Distribusi.

3.6.4 Kebutuhan Pembangkit Baru di STLJB

Guna memenuhi kebutuhan energi tersebut di atas, diperlukan total tambahan pembangkit baru hingga tahun 2019 sebesar 37.054 MW (2010-2019). Rincian rencana kapasitas pembangkit setiap tahun terdapat pada Tabel 3.6 dibawah ini..

Tabel 3.6. Rencana Kapasitas Pembangkit Sistem Jawa-Bali (MW)

Tahun	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kapasitas (MW)	23.551	27.364	30.133	32.801	36.031	39.196	43.271	46.708	50.287	54.625
Kit Baru (MW)	4.246	2.846	2.668	3.230	3.165	4.075	3.437	3.580	4.338	5.470
Retired (MW)	-433	-78								
Total Kapasitas (MW)	27.364	30.133	32.801	36.031	39.196	43.271	46.708	50.287	54.625	60.095

3.6.5 Rencana Pembangunan Pembangkit Baru di STLJB

Adapun rencana pembangunan pembangkit baru di Sistem Tenaga Listrik Jawa bali sampai dengan tahun 2019 dapat dilihat pada tabel 3.7 dibawah ini.

Tabel 3.7. Rencana Pembangunan Pembangkit Baru di STLJB (MW)

PROYEK-PROYEK	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Jumlah	
PLN													
On-going dan Committed Project													
Muara Karang	PLTGU	300	294									604	
Muara Tawar Blok #5	PLTGU			→ 241								241	
Prtok Extension	PLTGU			→ 500	243							743	
Suralaya #8	PLTU		625									625	
Labuhan	PLTU	300	→ 300									600	
Teluk Naga/Lontar	PLTU			→ 945								945	
Pelembuan Batu	PLTU		700	→ 350								1.050	
Indramayu	PLTU	330	→ 660									990	
Rembang	PLTU	315	→ 315									630	
Pacitan	PLTU		630									630	
Patton Baru	PLTU		660									660	
Tj. Awar-awar	PLTU				→ 700							700	
Cilacap Baru / Adipala	PLTU				→ 660							660	
Sub Total On-going & Committed		1.445	4.084	2.036	243	1.360	-	-	-	-	-	9.168	
Rencana													
Muara Tower Add-On 2,3,4	PLTGU			150	→ 1.050							1.200	
Bojanegara (LNG Terminal)	PLTGU								→ 750	1.500		2.250	
PLTGU Baru	PLTGU									→ 750		750	
PLTU Baru (Indramayu)	PLTU					→ 1.000	1.000				4.000	6.000	
PLTG Baru	PLTG					600	600	600	600	600		3.000	
PLTP Percepatan Tahap 2 PLN	PLTP	-	-	-	-	60	220	260	110	110	-	760	
Kesamben	PLTA									37		37	
Kalikonto-2	PLTA								62			62	
Cisokan P5	PLTA					500	→ 500					1.000	
Matenggen P5	PLTA								443	→ 443		885	
Grindulu P5	PLTA									500	→ 500	1.000	
Sub Total Rencana		-	-	150	-	1.110	1.720	2.360	772	1.940	3.793	5.100	16.944
Total PLN		1.445	4.084	2.186	243	2.470	1.720	2.360	772	1.939,5	3.792,5	5.100	26.112
IPP													
On-going dan Committed Project													
Kamojang #4	PLTP											118	
Wayang Windu	PLTP	110										118	
Darat #3	PLTP											150	
Cikarang Utrindo	PLTG		150									150	
Cirebon	PLTU			660								660	
Patton #5-4 Exp	PLTU				800							800	
Tanjung Jati B Exp	PLTU				1.320							1.320	
Bali Utara/Celukan Bawang	PLTU				130	250						380	
Sub Total On-going & Committed		110	150	660	2.250	250	-	-	-	-	-	3.420	
Rencana													
Banten	PLTU							660				660	
Madura (2x300 MW)	PLTU								600			600	
Bali Timur	PLTU					200						200	
Sumatera Mukt Tambang	PLTU								1.800	1.200		3.000	
PLTU Jawa Tengah (Infrastruktur)	PLTU					1.000	1.000					2.000	
PLTU Jabar (Ex Tj Jati A)	PLTU											30	
PLTP Percepatan Tahap 2 IPP	PLTP	-	-	-	175	310	545	55	235	830	545	370	2.465
Rajamandala	PLTA								30			30	
Jatgede	PLTA									110		110	
Cikotok	PLTM		4									4	
Girimukti, Cianjur	PLTM		8									8	
Sub Total Rencana		-	12	-	175	510	1.445	1.715	2.685	1.640	545	370	9.077
Total IPP		110	162	660	2.425	760	1.445	1.715	2.685	1.640	545	370	12.497
Total Tambahan		1.555	4.246	2.846	2.694	3.230	3.165	4.075	3.417	3.580	4.338	5.470	38.609
TOTAL KAPASITAS SISTEM	MW	2.999	4.764	3.211	3.200	3.695	3.120	4.277	4.870	3.267	5.463	6.005	44.018