

Sektor Pasokan Energi
Pembangkit Berbahan Bakar Fosil

Indonesia 2050 Pathway Calculator

Daftar isi

I.	Tinjauan Umum Pembangkit Berbahan Bakar Fosil	3
II.	Asumsi Tetap/Fixed Assumption	4
2.1	Faktor Kapasitas	4
2.2	Pemakaian sendiri dan Susut Energi	5
2.3	<i>Thermal</i> Efisiensi	6
2.4	Proporsi Kapasitas Pembangkit berdasarkan Jenis Bahan Bakar	6
2.5	<i>Retirement schedule for existing power plant</i>	7
2.6	Angka-Angka pada Tahun Dasar	7
III.	Metodologi	7
3.1	Data Kapasitas Terpasang	7
3.2	<i>Available Supply</i>	8
3.3	<i>Available Generation</i>	8
3.4	<i>Actual Generation</i>	8
3.5	Total Energi yang Dibutuhkan	9
IV.	Asumsi Level/ Trajectory assumption	9
4.1	Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU)	9
4.2	Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)	14
4.3	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)	18
4.4	Teknologi Pembakaran Batubara	20
V.	Referensi	23

Daftar Tabel

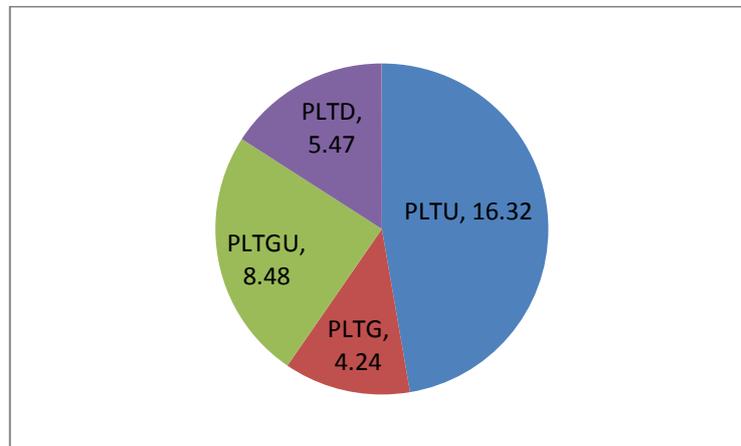
Tabel 1. Produksi Energi dan Kapasitas Terpasang Pembangkit	5
Tabel 2. Faktor Kapasitas Pembangkit	5
Tabel 3. Persentase Pemakaian sendiri dan Susut Energi	5
Tabel 4. Persentase Penggunaan Sendiri/Own use	5
Tabel 5. Perbandingan Efisiensi beberapa Jenis Pembangkit Listrik	6
Tabel 6. Persentase Thermal Efisiensi Pembangkit berbahan Bakar Fosil.....	6
Tabel 7. Persentase Proporsi Kapasitas Pembangkit berdasarkan Jenis Bahan Bakar	7
Tabel 8. Asumsi Retirement Pembangkit Berbahan Bakar fosil	7
Tabel 9. Kapasitas, Produksi Tenaga Listrik dan Konsumsi Bahan bakar Pada Tahun 2011	7
Tabel 10. Kapasitas Terpasang PLTU (GW).....	8
Tabel 11. Perkiraan Pasokan Gas dan Jaringan Pipa Gas Bumi untuk Pembangkit Muara Karang, Muara Tawar dan Grati.....	10
Tabel 12. Rencana Jaringan Pipa dan Gas Bumi di Indonesia Timur	11
Tabel 13, Perkiraan Pasokan Gas untuk PLTG di Wilayah Indonesia Timur.....	16

Daftar Gambar

Gambar 1. Persentase Kapasitas Pembangkit dari Bahan Bakar Fosil Tahun 2011	3
Gambar 2. Kapasitas Pembangkit Berbahan Bakar Fosil Tahun 2001 hingga 2011	3
Gambar 3. Proyeksi Kapasitas Pembangkit Berbahan Bakar Fosil Tahun 2014 hingga 2022.....	4
Gambar 4. <i>Leveling</i> Pola Kapasitas Terpasang PLTGU dari Tahun 2011 hingga 2050	13
Gambar 5. Kapasitas Terpasang PLTGU Pada Tahun 2050 (GW).....	14
Gambar 6. <i>Leveling</i> Pola Kapasitas Terpasang PLTG dari Tahun 2011 hingga 2050	17
Gambar 7. Kapasitas Terpasang PLTG pada Tahun 2050 (GW)	18
Gambar 8. <i>Leveling</i> Kapasitas Terpasang PLTD Tahun 2011 hingga 2050	20
Gambar 9. Kapasitas PLTD pada Tahun 2050.....	20
Gambar 10. <i>Leveling</i> Teknologi Pembakaran Batubara	22

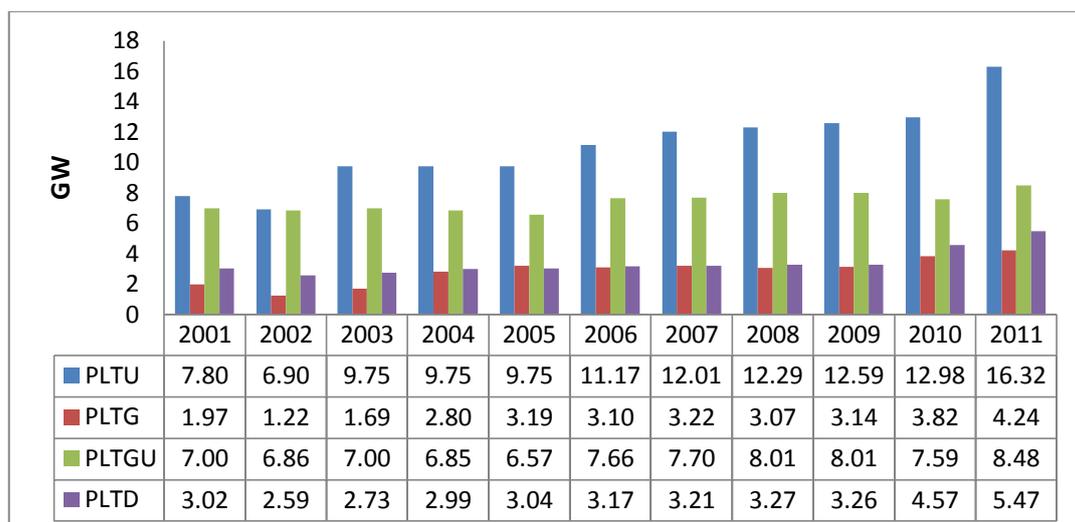
I. Tinjauan Umum Pembangkit Berbahan Bakar Fosil

Kapasitas pembangkit berbahan bakar fosil hingga tahun 2011 masih didominasi oleh pembangkit tenaga uap dengan kapasitas terpasang 16,32 GW (Gambar 1). Dari total 34,51 GW kapasitas pembangkit berbahan bakar fosil yang terpasang tahun 2011, sebagian besar pembangkit terpasang di Pulau Jawa. Sementara hanya PLTD saja yang memiliki kapasitas lebih besar di luar Pulau Jawa.



Gambar 1. Persentase Kapasitas Pembangkit dari Bahan Bakar Fosil Tahun 2011
(Sumber: Handbook of Energy & Economics, 2013)

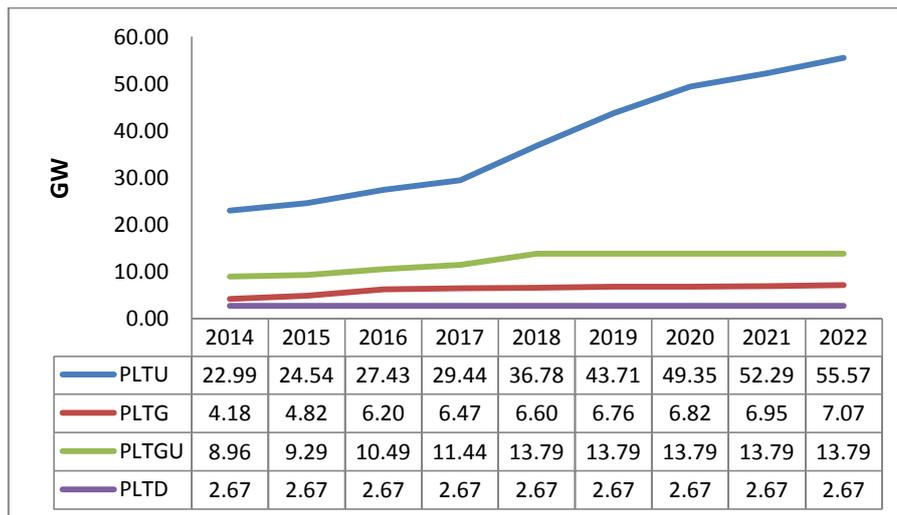
Secara historis, total kapasitas pembangkit berbahan bakar fosil terus meningkat dari 19,78 GW pada tahun 2001 menjadi 34,51 GW pada tahun 2011. Secara umum peningkatan tersebut didorong oleh peningkatan kapasitas PLTU yang signifikan dibandingkan pembangkit lainnya (Gambar 2).



Gambar 2. Kapasitas Pembangkit Berbahan Bakar Fosil Tahun 2001 hingga 2011
(Sumber: Handbook of Energy & Economics, 2013)

Berdasarkan proyeksi kapasitas pembangkit yang tercantum dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik tahun 2013-2022, kapasitas PLTU dan PLTG akan terus mengalami peningkatan hingga tahun 2022. Sementara untuk PLTGU meningkat hingga tahun 2018 dan setelahnya tetap hingga

tahun 2022, sedangkan dalam dokumen tersebut diproyeksikan tidak ada penambahan kapasitas PLTD hingga tahun 2022 (Gambar 3).



Gambar 3. Proyeksi Kapasitas Pembangkit Berbahan Bakar Fosil Tahun 2014 hingga 2022 (Sumber: Diolah dari RUPTL PLN, 2013-2022)

*) Kapasitas Tahun 2014 diperoleh dari kapasitas 2013 hingga September ditambah proyeksi tambahan kapasitas pada tahun 2014

Di dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, kapasitas PLTU tidak di level-kan (level 1-4), melainkan hanya terdapat angka proyeksi dari tahun dasar (2011) hingga tahun 2050. Selain itu seluruh kebutuhan listrik akan dipenuhi oleh pasokan domestik dan kekurangan dalam pemenuhan listrik akan dipasok oleh pembangkit listrik tenaga uap (PLTU).

II. Asumsi Tetap/Fixed Assumption

2.1 Faktor Kapasitas

Di dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, faktor kapasitas bervariasi tergantung dari jenis pembangkitnya. Dalam penentuan faktor kapasitas pembangkit, digunakan persamaan penentuan faktor kapasitas yang tercantum dalam Statistik PLN. Selain itu juga menggunakan data asumsi yang digunakan dalam Kebijakan Energi nasional (KEN). Persamaan statistik PLN yang dimaksud adalah sebagai berikut:

$$\frac{\sum \text{kWh produksi bruto per tahun}}{\sum \text{kW kapasitas terpasang} \times 8760} \times 100\%$$

Dalam penentuan faktor kapasitas masing-masing pembangkit, data yang digunakan adalah data energi yang diproduksi dan kapasitas terpasang tahun 2011 yang diperoleh dari Statistik PLN tahun 2011. Data tersebut dapat dilihat pada Tabel 1 dibawah ini.

Tabel 1. Produksi Energi dan Kapasitas Terpasang Pembangkit

	PLTG	PLTGU	PLTD
Energi yang Diproduksi (GWh)	8246,22	40409,68	4010,94
Kapasitas Terpasang (GW)	2,84	7,83	2,57

Sumber: Statistik PLN, 2011

Berdasarkan persamaan diatas, faktor kapasitas untuk masing-masing pembangkit dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Faktor Kapasitas Pembangkit

No	Jenis Pembangkit	2011		2050	
		Liquid	Gaseous	Liquid	Gaseous
1	PLTU*	62 %		91 %	
1	PLTGU**	58,88 %	58,88 %	58,88 %	58,88 %
2	PLTG**	33,15 %	33,15 %	33,15 %	33,15 %
3	PLTD*	30 %		50 %	

*) Data menggunakan asumsi KEN

**) Data hasil perhitungan persamaan statistik PLN

2.2 Pemakaian sendiri dan Susut Energi

Pemakaian sendiri dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator* meliputi Pemakaian sendiri untuk sentral, gardu induk dan sistem distribusi serta susut energi pada transmisi dan distribusi. Adapun asumsi persentase penggunaan sendiri diperoleh dari statistik PLN tahun 2011 dengan rincian seperti pada Tabel 3.

Tabel 3. Persentase Pemakaian sendiri dan Susut Energi

Tahun	Pemakaian Sendiri (%)	Susut Energi (%)		Jumlah (%)
		Transmisi	Distribusi	
2011	4,32	2,25	7,34	9,54

Sumber: Statistik PLN, 2011

Persentase pemakaian sendiri sebesar 9,54% kemudian dibulatkan menjadi 10%, dan diasumsikan angka tersebut berlaku untuk seluruh pembangkit termal konvensional (Tabel 4).

Tabel 4. Persentase Penggunaan Sendiri/Own use

No	Jenis Pembangkit	Liquid	Gaseous
1	PLTU	10 %	
2	PLTGU	10 %	10 %
3	PLTG	10 %	10 %
4	PLTD	10 %	

2.3 Thermal Efisiensi

Thermal efisiensi dari pembangkit berbahan bakar fosil menggunakan referensi dari jurnal yang dibuat oleh Cahyadi tahun 2011. Thermal efisiensi dari masing-masing pembangkit berdasarkan jurnal tersebut ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Perbandingan Efisiensi beberapa Jenis Pembangkit Listrik

Jenis Pembangkit	Kapasitas (MW)	Thermal Efisiensi (%)
PLTU Batubara (<i>Ultra/Supercritical</i>)	400 – 600	40 – 45
PLTU Batubara (<i>Subcritical</i>)	200 – 800	30 – 40
PLTG	50 – 100	22 – 28
PLTGU	300 – 600	36 – 50
PLTD	1 - 30	27 - 30

Sumber: Nag. PK, 2002 dan Burr, 1999 dalam Cahyadi, 2011

Berdasarkan tabel diatas, asumsi thermal efisiensi yang dimasukkan *Indonesian 2050 Pathway Calculator* disajikan pada Tabel 6.

Tabel 6. Persentase Thermal Efisiensi Pembangkit berbahan Bakar Fosil

No	Jenis Pembangkit	2011		2050	
		Liquid	Gaseous	Liquid	Gaseous
1	PLTU Batubara (<i>Ultra/Supercritical</i>)	40 %		40 %	
2	PLTU Batubara (<i>Subcritical</i>)	30 %		30 %	
3	PLTU Batubara (<i>Advance Ultra Super critical</i>)	45 %		45 %	
4	PLTGU	36 %	36 %	36 %	36 %
5	PLTG	28 %	28 %	28 %	28 %
6	PLTD*	25 %		30 %	

*) Data menggunakan asumsi dalam KEN

2.4 Proporsi Kapasitas Pembangkit berdasarkan Jenis Bahan Bakar

Proporsi kapasitas berdasarkan jenis bahan bakar berlaku untuk pembangkit PLTG dan PLTGU. Bauran penggunaan bahan bakar pada tahun dasar (2011) dan 2050 menggunakan data asumsi dalam Kebijakan Energi Nasional (KEN). Dari asumsi tersebut terlihat bahwa pada tahun 2050, baik PLTGU maupun PLTG 100% menggunakan gas sebagai bahan bakarnya.

Selanjutnya data antara tahun 2011 dan 2050 menggunakan ekstrapolasi sehingga dihasilkan data bauran penggunaan bahan bakar seperti yang ditampilkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Persentase Proporsi Kapasitas Pembangkit berdasarkan Jenis Bahan Bakar

Pembangkit	Bahan Bakar	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PLTGU	Liquid	35.20%	31.56%	27.05%	22.54%	18.02%	13.51%	9.00%	4.48%	0.00%
	Gaseous	64.80%	68.44%	72.95%	77.46%	81.98%	86.49%	91.00%	95.52%	100%
PLTG	Liquid	42.85%	38.56%	33.05%	27.54%	22.02%	16.51%	11.00%	5.48%	0.00%
	Gaseous	57.15%	61.44%	66.95%	72.46%	77.98%	83.49%	89.00%	94.52%	100%

2.5 Retirement schedule for existing power plant

Asumsi *retirement* masing-masing pembangkit berbahan bakar fosil disajikan pada tabel 8. Untuk PLTGU, PLTG dan PLTD *retirement* terjadi setiap 5 tahun sekali dengan besaran kapasitas 0,0001 GW (PLTGU dan PLTG) dan 0,00007 GW (PLTD).

Tabel 8. Asumsi Retirement Pembangkit Berbahan Bakar fosil

No	Pembangkit	Retirement (GW)
1	PLTU (<i>Subcritical</i>) Tahun 2020 & 2035	0,25
2	PLTGU	0,0001
3	PLTG	0,0001
4	PLTD	0,00007

2.6 Angka-Angka pada Tahun Dasar

Angka pada tahun dasar yang meliputi kapasitas pembangkit, produksi tenaga listrik dan konsumsi bahan bakar disajikan pada Tabel 9. Angka kapasitas pembangkit pada tahun dasar bersumber dari Handbook of Energy & Economics Tahun 2013, sementara untuk produksi tenaga listrik dan konsumsi bahan bakar, data diperoleh dari Statistik Ketenagalistrikan tahun 2011.

Tabel 9. Kapasitas, Produksi Tenaga Listrik dan Konsumsi Bahan bakar Pada Tahun 2011

No	Jenis Pembangkit	Kapasitas (GW)*	Produksi Tenaga Listrik (GWh)**		Konsumsi Bahan Bakar**	
			Liquid	Gas	Liquid (kilo liter)	Gas (mmscf)
1	PLTGU	8,48	13159.71	26889.96	3296931.98	219227.65
2	PLTG	4,24	7658.38	2359.33	2139185.07	56057.13
3	PLTD	5,47	16125.11		4243562.39	

*) Sumber: Handbook of Energy & Economics of Indonesia, 2013

**) Sumber: Statistik Ketenagalistrikan, 2011

III. Metodologi

3.1 Data Kapasitas Terpasang

Kapasitas terpasang pada PLTU tidak mengenal level, karena di dalam *Indonesian 2050 Pathway Calculator*, PLTU berperan sebagai pemasok kebutuhan listrik bila terjadi kekurangan dalam pemenuhan kebutuhan listrik. Pada PLTU, proyeksi kapasitas terpasang hanya ada 1 (satu) level tetap dengan menggunakan sumber data dari RUPTL PLN tahun 2013-2022. Mengingat data kapasitas terpasang pada RUPTL PLN hanya sampai tahun 2022, sehingga proyeksi kapasitas dari tahun 2025 hingga 2050 diasumsikan tetap sama sebesar 57,68 GW (Tabel 10).

Tabel 10. Kapasitas Terpasang PLTU (GW)

	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PLTU	16.32	26.65	51.47	57.68	57.68	57.68	57.68	57.68	57.68

Proyeksi *leveling* kapasitas terpasang PLTGU dan PLTG pada tahun 2050 menggunakan data Kebijakan Energi Nasional (KEN), Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PLN dan Draft Rencana Umum Energi Nasional (RUEN).

Secara umum persamaan yang digunakan untuk menentukan total kapasitas terpasang pembangkit adalah:

$$\begin{aligned} \text{Total Kapasitas Terpasang} \\ &= \text{Kapasitas Terpasang Tahun sebelumnya} \\ &+ \text{Tambahan Kapasitas pada Tahun tersebut} - \text{Retirement} \end{aligned}$$

Untuk mengetahui total kapasitas terpasang berdasarkan bahan bakarnya, dapat diketahui melalui persamaan:

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas Terpasang per Jenis bahan Bakar} \\ &= \text{Total Kapasitas Terpasang} \times \text{Bauran kapasitas per Jenis Bahan Bakar} \end{aligned}$$

3.2 Available Supply

Available supply menggambarkan kapasitas pembangkit yang tersedia, angka ini diperoleh setelah mengalikan kapasitas terpasang dengan faktor kapasitas.

$$\text{Available supply} = \text{Kapasitas terpasang} \times \text{Faktor Kapasitas}$$

3.3 Available Generation

Available generation menggambarkan energi yang diproduksi dalam durasi waktu tertentu. *Available generation* diperoleh dari perkalian antara *available supply* dengan jumlah jam operasi per tahun.

$$\text{Available generation} = \text{Available supply} \times \text{Jml jam operasi per tahun}$$

3.4 Actual Generation

Actual generation merupakan total *generation* listrik yang dihasilkan. Didalam *Indonesia pathway calculator 2050*, *actual generation* diformulasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Actual Generation} = \text{Available Generation} + \text{Pemakaian Sendiri}$$

Sementara pemakaian sendiri dan susut energi diformulasikan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Pemakaian sendiri} = \text{Available Generation} \times \text{Persentase Pemakaian sendiri}$$

3.5 Total Energi yang Dibutuhkan

Total energi yang dibutuhkan menggambarkan jumlah bahan bakar yang dibutuhkan untuk membangkitkan pembangkit. Total energi yang dibutuhkan berkaitan dengan thermal efisiensi dari masing-masing pembangkit.

$$\text{Total energi yang dibutuhkan} = \frac{\text{Actual generation}}{\text{Persentase Thermal Efisiensi}}$$

IV. Asumsi Level/ Trajectory assumption

One pager Pembangkit listrik berbahan bakar fosil terdiri dari 4 (empat) *one pager*, yakni pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU), pembangkit listrik tenaga gas (PLTG), pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD), dan Teknologi pembakaran Batubara.

4.1 Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap (PLTGU)

PLTGU merupakan suatu instalasi peralatan yang berfungsi untuk mengubah energi panas (hasil pembakaran bahan bakar dan udara) menjadi energi listrik yang bermanfaat. Pada dasarnya, sistem PLTGU ini merupakan penggabungan antara PLTG dan PLTU. Di Indonesia saat ini PLTGU lebih banyak terpasang di Pulau Jawa yakni sejumlah 53 pembangkit. Total kapasitas terpasang PLTGU pada tahun 2011 mencapai 8,48 GW.

Level 1

Level 1 mengasumsikan kapasitas PLTGU tetap dari tahun dasar (2011) hingga tahun 2050 yakni sebesar 8,48 GW. Level 1 diasumsikan pembangunan PLTGU baru, menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas. Selain karena cadangan gas lapangan terus mengalami penurunan, juga menghadapi kesulitan dalam memperoleh akses ke sumber-sumber gas alam yang besar, karena sumber-sumber gas yang besar tersebut pada umumnya telah terikat kontrak jangka panjang dengan pembeli luar negeri.

Kapasitas PLTGU yang ada saat ini dapat dipertahankan hingga 2050. Hal ini dikarenakan terjaminnya pasokan gas untuk pembangkit utama di sistem Jawa-Bali, yakni PLTGU Muara Karang dan Priok, dan Tambak Lorok. PLTGU Muara Karang dan Priok sebagian besar memperoleh pasokan gas dari LNG FSRU Jawa Barat. PLTGU Tambak Lorok memperoleh pasokan gas dari Lapangan Gundih dan Kepodong.

Kapasitas PLTGU pada sistem luar Jawa-Bali diasumsikan masih menggunakan PLTGU di Wilayah Kalimantan Timur, Kit Sumbagut dan Sumbagsel. PLTGU wilayah Kalimantan Timur diasumsikan masih mendapatkan pasokan gas dari Salamander, Salamander Lapangan Tutung, dan JOB Simenggaris. Sementara PLTGU Kit Sumbagut dan Sumbagsel masih memperoleh pasokan dari FSRU LNG Tangguh.

Level 2

Level 2 mengasumsikan kapasitas PLTGU pada tahun 2050 sebesar 10,42 GW. Tambahan kapasitas PLTGU diasumsikan berasal dari perubahan jenis pembangkit dan *unit size* pembangkit eksisting, seperti PLTGU Muara Karang dengan tambahan kapasitas 0,8 GW dan PLTGU Grati sebesar 0,75 GW. Penambahan kapasitas PLTGU untuk ketiga pembangkit sangat dimungkinkan karena didukung oleh jaringan eksisting pipa gas sepanjang kurang lebih 97 km dan rencana pembangunan pipa gas sepanjang 113 km. Selain itu pasokan gas untuk tambahan kapasitas PLTGU pada level ini diasumsikan dapat terpenuhi dari beberapa blok gas, diantaranya *Offshore North West Java (ONWJ)*, Cepu dan Santos (Tabel 11).

Tabel 11. Perkiraan Pasokan Gas dan Jaringan Pipa Gas Bumi untuk Pembangkit Muara Karang, Muara Tawar dan Grati

No	Pembangkit	Pemasok Gas/ Pemilik	Jalur	Wilayah	Diameter (inch)	Panjang (km)
1	Muara Karang	<i>Offshore North West Java (ONWJ)/</i> PHE ONWJ *)	APN – MM Compressor PLTGU Muara Krg	Jawa Barat	24	50
		Regasifikasi LNG berasal dari Blok Mahakam/ PT Nusantara Regas **)	Pipa <i>offshore</i> dari FSRU ke pipa ORF Muara Karang		24	15
3	Grati	Santos – Oyong/ Santos (Sampang) *)	Oyong – PLN Grati	Jawa Timur	14	40
		Madura Strait (Husky Oil Ltd) & PT Inti Alasindo Energi **)	ORF Semare – PLTGU Grati	Pasuruan - Jatim	16	22
		Madura Strait (Husky Oil Ltd) / PT Parna Raya **)	ORF Husky Kraton – PLTGU Grati Pasuruan	Grati, Pasuruan – Jawa Timur	14	16,83

	Sampang (Santos Sampang)/ PT. PGN **)	Distribusi Grati – Pasuruan – Probolinggo	Grati – Pasuruan – Probolinggo	16	9
--	---------------------------------------	---	--------------------------------	----	---

Sumber: Diolah dari RUPTL PT. PLN 2013-2022 dan Kepmen ESDM No 2700 K/11/MEM/2012

*) Eksisting Jaringan Pipa Gas Bumi

***) Rencana Jaringan Pipa Gas Bumi

Level 3

Level 3 mengasumsikan kapasitas PLTGU pada tahun 2050 sebesar 13,81 GW. Peningkatan kapasitas PLTGU pada level 3 tidak lepas dari peningkatan kebutuhan listrik dan jumlah beban puncak yang lebih tinggi daripada level 2. Level 3 juga mengasumsikan pembangunan infrastruktur gas sebagaimana yang telah direncanakan dalam Kepmen ESDM No 2700 K/11/MEM/2012 telah terbangun 100% (25.745 km) serta dapat terpenuhinya pasokan gas untuk tambahan pembangkit dari cadangan potensial yang telah ada kontraknya.

Untuk memenuhi kebutuhan energi listrik terutama pada saat beban puncak tersebut, diperkirakan diperlukan tambahan kapasitas pembangkit PLTGU sebesar 5 GW. Penambahan kapasitas PLTGU sebesar 5 GW diasumsikan diperoleh dari tambahan kapasitas wilayah Sumatera sebesar 1,19 GW, wilayah Indonesia Timur 0,66 GW dan sistem kelistrikan Jawa-Bali sebesar 3,15 GW (RUPTL 2013-2022). Dengan demikian bila dijumlahkan kapasitas PLTGU saat ini sebesar 8,81 GW dengan proyeksi tambahan kapasitas sebesar 5 GW maka total kapasitas pembangkit PLTGU menjadi sebesar 13,81 GW (Level 3).

Tambahan kapasitas PLTGU sebagian besar berasal dari sistem kelistrikan Jawa-Bali. Hal ini dikarenakan kebutuhan listrik pada tahun 2022 diproyeksikan sebagian besar ($\pm 70\%$) berasal dari wilayah Jawa-Bali. Untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar PLTGU yang diproyeksikan pada tahun 2050 sudah 100% menggunakan gas, kondisi infrastruktur gas di wilayah Jawa-Bali diasumsikan sudah dapat mendukung pengembangan PLTGU mengingat saat ini saja (2012) telah terbangun 6.678 km jaringan gas dan direncanakan akan dibangun lagi sepanjang 25.745 km hingga tahun 2025 (Kepmen ESDM No.2700 K/11/MEM/2012). Untuk lebih jelas mengenai peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa dapat dilihat pada Lampiran 2 hingga Lampiran 6.

Untuk menunjang pembangunan kapasitas PLTGU 0,66 GW di wilayah Indonesia Timur, diasumsikan jaringan pipa dan gas bumi yang telah direncanakan berdasarkan Kepmen ESDM No. 2700 K/11/MEM/2012 telah terbangun (Tabel 11).

Tabel 12. Rencana Jaringan Pipa dan Gas Bumi di Indonesia Timur

	Sumber Gas (Blok)	Jenis Pipa	Jalur	Wilayah
--	-------------------	------------	-------	---------

KALIMANTAN				
1	Chevron, Total E & P Indonesia, Petronas Carigali Muriah Ltd	Transmisi	Kalimantan Timur – Jawa Tengah	Kaltim, Kalsel, Jateng
2	Sanga-Sanga (VICO), Mahakam (Total), East Kalimantan (Chevron)	Distribusi	Wilayah Jaringan Distribusi Samarinda	
3	Sanga-Sanga (VICO), Mahakam (Total), East Kalimantan (Chevron)	Transmisi	Wilayah Jaringan Distribusi Balikpapan	
4	Chevron, Total E & P Indonesia, Petronas Carigali Muriah Ltd	Transmisi	Banjarmasin – Palangkaraya – Pontianak	Kaltim, Kalsel, Kalbar
5	Natuna Sea “A” (Premier Oil Natuna Sea BV)	Transmisi	Natuna – Kalimantan Barat	Kalimantan Barat
SULAWESI				
1	Sengkang (Energy Equity Sengkang), Donggi Senoro	Transmisi	Donggi – Pomala – Sengkang	Sultra, Sulteng
2	Sengkang (Energy Equity Sengkang)	Distribusi	Wilayah Jaringan Distribusi Ujung Pandang	Sulsel
3	Sengkang (Energy Equity Sengkang)	Transmisi	Sengkang – Pare Pare - Makassar	Sulsel
MALUKU & PAPUA				
1	Salawati Kepala Burung (JOB Pertamina – Petrochina Salawati)	Distribusi	Distribusi Sorong	Sorong, Papua
2	SE Arar 1 (Petrochina International (Bermuda) Ltd.)	Transmisi	SE Arar – Ex P/L Arar	Papua
3	SE Arar 1 (Petrochina International (Bermuda) Ltd.)	Transmisi	NA 1 – PF Arar	Papua
4	Blok <i>onshore</i> Pulau Salawati Kepala Burung yang dikelola JOB PT PHE dan Petrochina International (Kepala Burung) Ltd.	Distribusi	Flare JOB Pertamina – Petrochina ke plant Intermega Sabaku PTE Ltd.	Sorong, Papua Barat

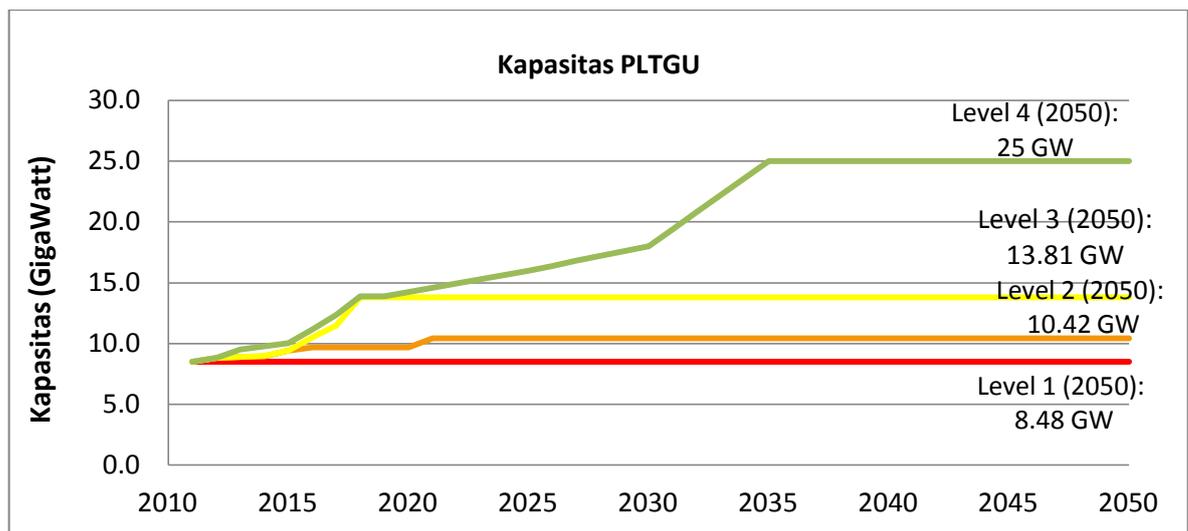
Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTGU pada tahun 2050 sebesar 25 GW. Pada level 4 diasumsikan terjadi peningkatan kebutuhan listrik yang sangat signifikan yang berimbas pada jumlah beban puncak yang jauh lebih tinggi daripada level 3. Level 4 juga mengasumsikan pembangunan infrastruktur gas sebagaimana yang telah direncanakan dalam Kepmen ESDM No 2700 K/11/MEM/2012 telah terbangun 100% (25.745 km) serta ditunjang oleh infrastruktur lainnya

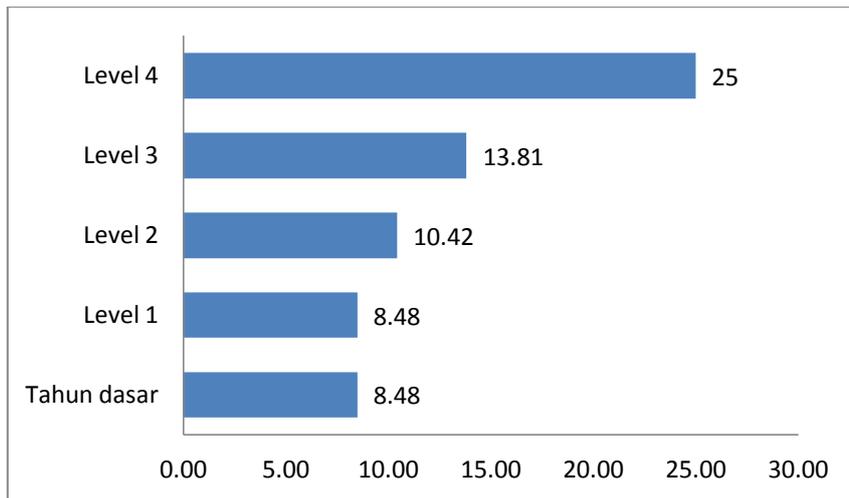
berupa FSRU dan Kilang LNG baru, seperti regasifikasi unit Arun, FSRU Labuhan Maringgai (Lampung), FSRU Cilegon (Banten), FSRU Jawa Tengah, Kilang LNG Donggi Senoro, Kilang LNG Sulawesi Selatan, Kilang LNG Masela. Pasokan gas untuk level ini diasumsikan dapat dipenuhi dari cadangan potensial yang telah ada kontraknya ditambah pasokan gas dari impor.

Pada level 4 diasumsikan 45% dari total kapasitas PLTGU, terpasang di Pulau Jawa. Sementara untuk Pulau Sumatera dan Pulau Lainnya diasumsikan memiliki kapasitas PLTGU masing-masing 35% dan 20% dari total kapasitas.

Kapasitas terpasang PLTGU di Pulau Sumatera meningkat secara signifikan dikarenakan meningkatnya kebutuhan listrik dan juga beban puncak di Pulau tersebut. Pembangunan PLTGU di Pulau Sumatera didukung oleh infrastruktur gas yang diasumsikan telah memadai, yakni jaringan pipa gas yang ada saat ini (2012) sepanjang kurang lebih 4.567,92 km serta telah terbangunnya jaringan pipa gas berdasarkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional sepanjang kurang lebih 15.803,3 km. Jaringan pipa gas dari Kepulauan Natuna menuju Sumatera menjadi jaringan yang penting mengingat cadangan gas di Kepulauan tersebut sangat melimpah (51,46 TSCF). Pasokan gas untuk kebutuhan PLTGU di Pulau Sumatera diasumsikan dapat terpenuhi dari upaya eksplorasi yang dilakukan secara maksimal terhadap cadangan gas di Pulau Sumatera yang mencapai 31, 65 TSCF (Statistik Gas Bumi, 2012).



Gambar 4. Leveling Pola Kapasitas Terpasang PLTGU dari Tahun 2011 hingga 2050



Gambar 5. Kapasitas Terpasang PLTGU Pada Tahun 2050 (GW)

4.2 Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)

PLTG adalah pembangkit listrik yang menggunakan tenaga yang dihasilkan oleh hasil pembakaran bahan bakar dan udara bertekanan tinggi. Hasil pembakaran berupa gas panas yang bertekanan tinggi akan memutar turbin dan daya putaran turbin akan menggerakkan generator sehingga dapat menghasilkan energi listrik.

Salah satu kelemahan dari PLTG adalah tingkat efisiensinya yang rendah sehingga untuk menaikkan efisiensi dilakukan dengan menggabungkan antara pembangkit turbin gas dengan pembangkit turbin uap atau biasa disebut dengan PLTGU.

Berdasarkan statistik PLN 2011, jumlah pembangkit PLTG dan PLTGU masing-masing sebesar 71 unit dan 61 unit dengan kapasitas terpasang 2839,44 MW dan 7833,97 MW. Dengan demikian rata-rata kapasitas per pembangkit untuk PLTG dan PLTGU adalah 39,99 MW dan 128,42 MW. Berdasarkan data ini, maka PLTG masih diperlukan guna memenuhi kebutuhan listrik yang tidak terlalu besar (seperti PLTGU) terutama untuk memasok listrik di luar Pulau Jawa. Jumlah pembangkit listrik PLTG di luar Pulau Jawa pada tahun 2011 lebih banyak (40 unit) dibandingkan di Pulau Jawa yang hanya memiliki 13 unit (Statistik PLN, 2011).

Level 1

Level 1 mengasumsikan kapasitas PLTG tetap dari tahun dasar (2011) hingga tahun 2050 yakni sebesar 4,23 GW. Level 1 diasumsikan tidak ada pembangunan PLTG baru dan hanya memaksimalkan PLTG yang telah ada. Pembangunan PLTG baru menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas akibat lambannya eksplorasi dan eksploitasi lapangan gas baru. Selain itu rencana pembangunan PLTG di luar Pulau Jawa terkendala dengan jaringan infrastruktur gas yang belum memadai.

Pembangkit PLTG di Pulau Jawa yang ada saat ini (2011), dikelola oleh PT. Indonesia Power, PT PJB dan Pembangkitan Muara Tawar. PLTG Muara Tawar diasumsikan terus berfungsi hingga tahun 2050 karena memperoleh pasokan gas secara terus menerus dari Pertamina Hulu Energi (PHE), Program SWAP FSRU Jawa Barat dan SWAP Premier. Sementara untuk PLTG Cilegon diasumsikan terus mendapatkan pasokan gas dari CNOOC dan PGN. Kemudian diasumsikan pula PLTG Sunyaragi masih beroperasi dengan mendapatkan pasokan gas dari Pertamina EP Reg Jawa. Selain itu diasumsikan juga ada sedikit tambahan kapasitas dari PLTG Pesanggaran yang mendapat pasokan gas dari LNG Sengkang.

Untuk pembangkit PLTG di luar Pulau Jawa yang masih beroperasi hingga 2050, diasumsikan merupakan PLTG yang telah ada saat ini, diantaranya yang telah terpasang di Wilayah Kalimantan Barat, Kalimantan Selatan, Kalimantan Timur, Sulawesi Selatan, KIT Sumbagut dan KIT Sumbagsel.

Level 2

Level 2 mengasumsikan kapasitas PLTG pada tahun 2050 sebesar 6,65 GW. Level 2 diasumsikan terdapat penambahan kapasitas sebesar 2,4 GW dari tahun dasar (2011). Tambahan tersebut diasumsikan berasal dari tambahan kapasitas PLTG wilayah operasi Sumatera sebesar 0,88 GW, Indonesia Timur sebesar 1,34 GW dan sistem Jawa-Bali 0,21 GW.

Tambahan kapasitas wilayah operasi Sumatera diasumsikan berasal dari pembangunan PLTG Sungai gelam (0,092 GW), Duri (0,112 GW), Lampung Sribawuno dan Sutami (0,2 GW), Payo selincah (0,05 GW), Arun (0,2 GW), Tanjung Jabung Timur (0,1 GW), Aceh (0,025 GW) dan Jambi Peaker (0,1 GW).

Untuk wilayah operasi Indonesia Timur, tambahan kapasitas PLTG diasumsikan berasal dari Kaltim peaking (0,1 GW), Senipah (0,082 GW), Kalsel Peaker-1 (0,2 GW), Kalsel peaker-2 (0,05 GW), Kaltim peaker-2 (0,1 GW), Kaltim peaker-3 (0,05 GW), Minahasa peaker (0,15 GW), Sengkang (0,06 GW), Makassar peaker (0,45 GW), dan Gorontalo peaker (0,1 GW). Sementara untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali, tambahan kapasitas PLTG berasal dari Pesanggaran peaker (0,21 GW).

Asumsi lain dari level ini adalah telah tersedianya fasilitas *storage* dan regasifikasi LNG di Arun, sehingga dapat dimanfaatkan untuk pembangkit di Arun dan Sumbagut. Sementara untuk pembangkit Sungai gelam, duri, Lampung dan Jambi memanfaatkan *Compressed Natural Gas* (CNG) dengan pasokan gas dari PEP-TAC, Energasindo, Jambi Merang, FSRU Lampung dan Petro china.

Untuk PLTG wilayah operasi Indonesia Timur khususnya Kaltim peaker, bahan bakarnya berupa LNG yang diperoleh dari lapangan Simenggaris. Sementara untuk pembangkit *peaker* di Makassar, Minahasa dan Sengkang, pasokan gas diasumsikan dikirim dari lapangan Sengkang (Lapangan

Wasambo) dengan teknologi mini LNG. Begitu pula pasokan gas untuk PLTG Pesanggaran dapat dipenuhi dari lapangan Sengkang (lapangan Wasambo) dengan teknologi mini LNG.

Level 3

Level 3 mengasumsikan kapasitas PLTG pada tahun 2050 sebesar 8,12 GW. Peningkatan kapasitas PLTG pada level 3 diasumsikan tidak lepas dari peningkatan kebutuhan listrik yang lebih tinggi daripada level 2. Kondisi tersebut berimbas pada peningkatan jumlah beban puncak dan menengah yang dapat dipenuhi dengan PLTG. Disaat yang bersamaan Level ini mengasumsikan pembangunan infrastruktur gas sebagaimana yang telah direncanakan dalam Kepmen ESDM No 2700 K/11/MEM/2012 telah terbangun 100% (± 25.745 km), sehingga dapat mendukung pembangunan PLTG baru. Pasokan gas untuk memenuhi kebutuhan gas PLTG diasumsikan dapat terpenuhi dari hasil eksploitasi cadangan potensial yang telah ada kontraknya.

Untuk memenuhi kebutuhan energi listrik hingga tahun 2050, diperkirakan diperlukan tambahan kapasitas PLTG sebesar 3,89 GW dari tahun dasar (2011). Tambahan kapasitas tersebut diasumsikan diperoleh dari tambahan kapasitas wilayah Sumatera sebesar 1,50 GW, wilayah Indonesia Timur 2,18 GW dan sistem kelistrikan Jawa-Bali sebesar 0,22 GW.

Tambahan kapasitas PLTG sebagian besar berasal dari wilayah Indonesia Timur, dengan asumsi kapasitas per pembangkit yang kecil namun tersebar banyak di wilayah Indonesia Timur. Untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar PLTG, diasumsikan hingga tahun 2050 telah terbangun 3.960 km jaringan pipa gas baru sehingga total panjang jaringan pipa gas mencapai 7.080 km (Kepmen ESDM No.2700 K/11/MEM/2012). Pasokan gas untuk PLTG di wilayah Indonesia Timur diasumsikan dapat dipenuhi secara berkelanjutan dari beberapa blok gas, diantaranya Salamander, Donggi, Total Senipah dan LNG Sengkang (Tabel 13).

Pembangunan PLTG di wilayah Sumatera dan sistem kelistrikan Jawa-Bali didukung oleh jaringan infrastruktur gas yang telah memadai. Diasumsikan hingga tahun 2050 untuk wilayah Sumatera dan Jawa-Bali telah terbangun pipa gas sepanjang 20.371 km dan 32.423 km. Pasokan gas untuk sistem kelistrikan Jawa-Bali dapat dipenuhi dari blok gas Corridor (ConocoPhillipsIndonesia) dan Cepu (Exxon Mobil Oil Indonesia). Sementara untuk wilayah Sumatera, pasokan gas dapat dipenuhi dari blok-blok gas potensial, diantaranya: Seng, Segat di Kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT Kalila, Jambi Merang, dan FSRU LNG Tangguh.

Tabel 13, Perkiraan Pasokan Gas untuk PLTG di Wilayah Indonesia Timur

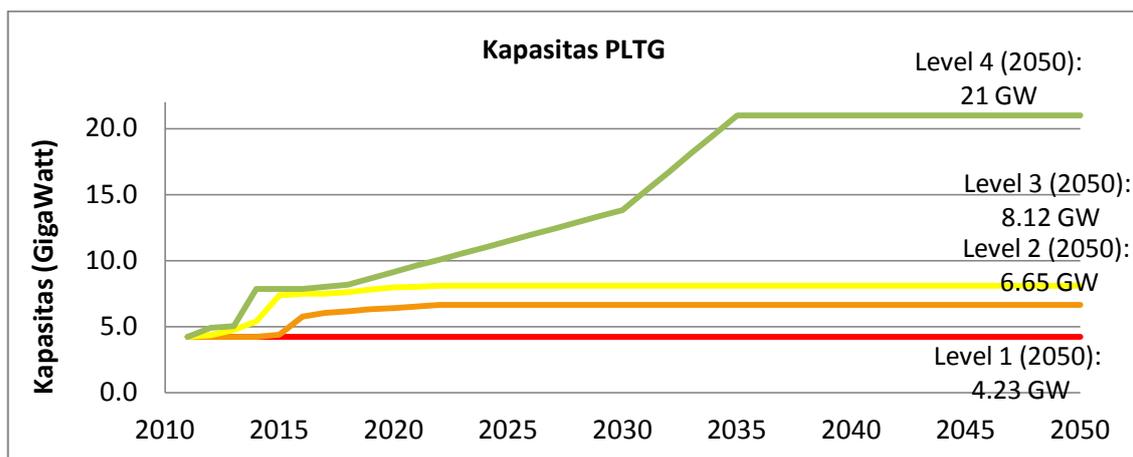
No	Pembangkit	Provinsi	Pemasok Gas
1	Pontianak Peaker	Kalimantan Barat	LNG PLN Batam (Rencana)
2	Bangkanai	Kalimantan Tengah	Salamander
3	Kalsel Peaker	Kalimantan Selatan	Salamander (potensi)
4	Bontang	Kalimantan Timur	Salamander Lapangan Tutung

			(potensi), Total Bontang
5	Sambera	Kalimantan Timur	VICO (potensi)
6	Kaltim peaker	Kalimantan Timur	JOB Simenggaris (potensi)
7	Senipah	Kalimantan Timur	Total Senipah
8	Tarakan	Kalimantan Utara	GSA Pertamina EP, Manhattan KI
9	Minahasa Peaker	Sulawesi Utara	LNG Sengkang
10	Gorontalo Peaker	Gorontalo	Donggi (potensi)
11	Morowali	Sulawesi Tengah	Tiaka (potensi)
12	Sengkang	Sulawesi Selatan	Energy Equity Epic (sengkang)
13	Makassar Peaker	Suawesi Selatan	LNG Sengkang
14	Lombok Peaker	Nusa Tenggara Barat	Marine CNG dari Gresik
15	Kawasan Timur Indonesia Tersebar (KTI)		LNG Sengkang (potensi), Perusda Salawati (potensi), Sorong Petrochina (Rencana), BP Berau (potensi)

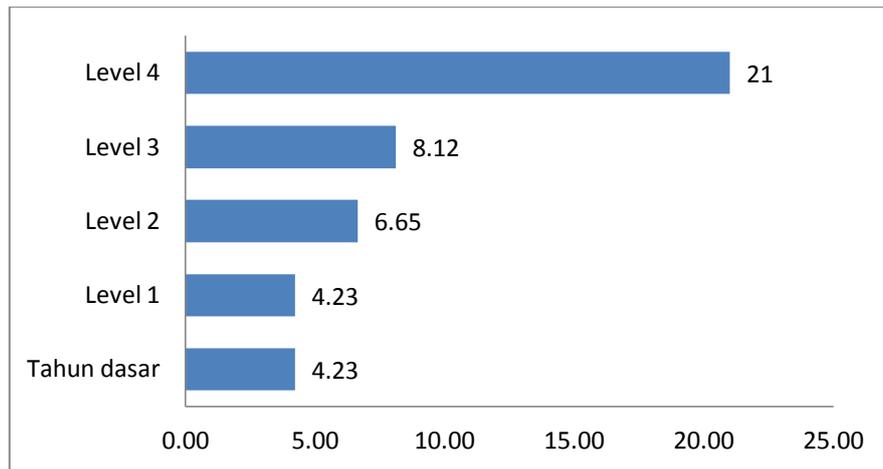
Sumber: Diolah dari RUPTL PLN 2013-2022

Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTG naik hingga mencapai 21 GW pada tahun 2050. Pada level 4 diasumsikan terjadi peningkatan kebutuhan listrik yang lebih tinggi daripada level 3. Infrastruktur penunjang berupa jaringan pipa gas sebagaimana yang telah direncanakan dalam Kepmen ESDM No 2700 K/11/MEM/2012 telah terbangun 100% (± 25.745 km). Selain itu ditunjang pula oleh infrastruktur lainnya berupa FSRU dan Kilang LNG baru yang telah terbangun, seperti regasifikasi unit Arun, FSRU Labuhan Maringgai (Lampung), FSRU Cilegon (Banten), FSRU Jawa Tengah, Kilang LNG Donggi Senoro, Kilang LNG Sulawesi Selatan, Kilang LNG Masela. Untuk PLTG yang terpasang di wilayah Indonesia Timur dan lokasinya jauh dari kilang LNG diasumsikan telah ditunjang oleh mini LNG, diantaranya mini LNG untuk menunjang pembangkit peaker di Makassar, Minahasa, Kupang, Pesanggaran, Ambon dan Jayapura. Pasokan gas untuk level ini diasumsikan dapat dipenuhi dari cadangan potensial yang telah ada kontraknya ditambah pasokan gas dari impor.



Gambar 6. Leveling Pola Kapasitas Terpasang PLTG dari Tahun 2011 hingga 2050



Gambar 7. Kapasitas Terpasang PLTG pada Tahun 2050 (GW)

4.3 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD)

Pada tahun 2011, kapasitas PLTD di Indonesia mencapai 5,47 GW. Kapasitas tersebut berasal dari kapasitas terpasang milik PLN sebesar 5,02 GW dan milik swasta 0,45 GW. PLTD sebagian besar terpasang diluar sistem kelistrikan Jawa Bali yang mencapai 5,24 GW, sementara pada sistem kelistrikan Jawa-Bali hanya 0,23 GW (Statistik Ketenagalistrikan, 2011). Penyediaan listrik di luar Pulau Jawa umumnya dipenuhi oleh PLTD baik untuk beban dasar, puncak maupun *captive power*. Kondisi saat ini adalah sebagian dari PLTD tersebut sudah tua, secara teknis ekonomi tidak layak operasi, baik karena ongkos operasi yang sangat tinggi atau sudah harus diganti atau *reconditioning*. Mengingat biaya operasi, khususnya bahan bakar PLTD sangat mahal, maka diperlukan teknologi pengganti agar dapat mengurangi pemakaian BBM. Teknologi yang memungkinkan untuk mengganti PLTD antara lain PLTU batubara skala kecil, pembangkit thermal modular pengganti diesel (PTMPD) serta pembangkit energi terbarukan yang di-*hybrid* dengan PLTD maupun alternatif penggunaan bahan bakar *biofuel* untuk PLTD.

Level 1

Level 1 mengasumsikan kapasitas PLTD diproyeksikan tetap dari tahun dasar (2011) hingga tahun 2050 yakni sebesar 5,47 GW. Pada level ini diasumsikan guna memenuhi target rasio elektrifikasi 100%, PLTD tetap dioperasikan pada pulau-pulau terpencil di Indonesia Timur yang sangat sulit dijangkau oleh jaringan PLN. Teknologi pembangkit pengganti PLTD berupa pembangkit energi terbarukan pada level ini diasumsikan masih belum berkembang sehingga PLTD tetap dipertahankan.

Bila pada tahun dasar (2011), sebagian besar PLTD terpasang di Pulau Sumatera dan Kalimantan, maka pada tahun 2050 diasumsikan PLTD sebagian besar terpasang di Maluku, Papua dan Nusa Tenggara. Hal ini disebabkan sebagian PLTD di wilayah Sumatera dan Kalimantan telah diganti

dengan PLTU skala kecil, sementara PLTD diperlukan untuk mengejar target rasio elektrifikasi di wilayah Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.

Level 2

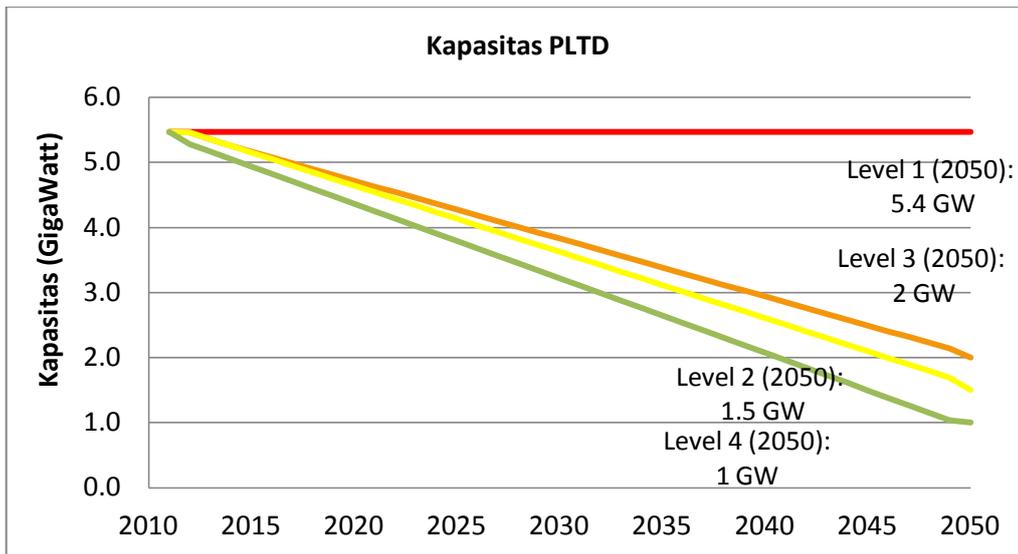
Level 2 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 menurun dari tahun dasar menjadi 2 GW. Pada level ini diasumsikan harga BBM mahal ditambah pasokannya yang tidak menentu membuat PLTD sudah tidak ekonomis lagi untuk dikembangkan. Di sisi lain teknologi pembangkit pengganti PLTD berupa pembangkit energi terbarukan sudah mulai berkembang, sehingga sebagian PLTD yang berada di wilayah Maluku, Nusa Tenggara dan Papua telah diganti dengan pembangkit energi terbarukan. Selain itu diasumsikan jumlah PLTU skala kecil yang terpasang di wilayah Sumatera dan Kalimantan sudah lebih banyak terpasang dibandingkan level 1.

Level 3

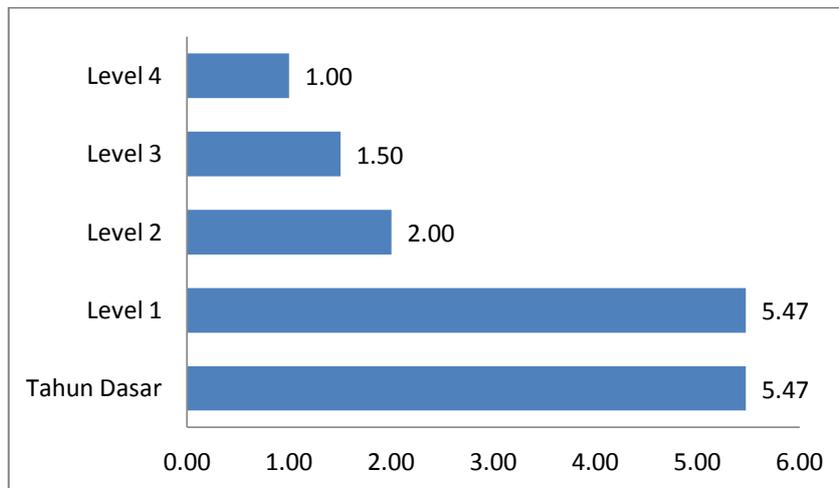
Level 3 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 sebesar 1,5 GW. Pada level ini diasumsikan harga BBM sangat tinggi seperti pada level 2 sehingga penggunaan PLTD sudah tidak ekonomis. Pada saat yang bersamaan diasumsikan penggunaan *green diesel* tidak ekonomis untuk PLTD skala kecil. Disisi lain teknologi pembangkit pengganti PLTD berupa pembangkit energi terbarukan sudah lebih berkembang daripada level 2, sehingga bisa mendukung pencaanangan Nusa Tenggara sebagai lumbung pembangkit energi terbarukan menggantikan penggunaan PLTD. Namun demikian masih ada daerah di Maluku dan Papua yang menggunakan PLTD. Sementara kapasitas PLTU skala kecil yang terpasang di wilayah Sumatera dan Kalimantan sama seperti pada level 2.

Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 sebesar 1 GW. Pada level ini diasumsikan pasokan BBM sudah sangat langka dan harga jualnya sangat mahal, sehingga penggunaan BBM untuk PLTD sangat tidak ekonomis. Sama halnya dengan level 3, pada level ini diasumsikan penggunaan *green diesel* pada PLTD sudah tidak ekonomis lagi. Di sisi lain teknologi PLTU skala kecil dan pembangkit energi terbarukan sudah sangat terbukti dapat diaplikasikan dengan baik, sehingga penggunaan PLTD di seluruh Indonesia telah tergantikan. Adapun kapasitas PLTD 1 GW diasumsikan berasal dari kapasitas PLTD yang di-*hybrid* dengan pembangkit energi terbarukan di beberapa kawasan di Indonesia seperti Nusa Tenggara dan Papua.



Gambar 8. Leveling Kapasitas Terpasang PLTD Tahun 2011 hingga 2050



Gambar 9. Kapasitas PLTD pada Tahun 2050

4.4 Teknologi Pembakaran Batubara

Berdasarkan teknologi pembakaran batubara yang efisien dan ramah lingkungan, teknologi pembakaran dibedakan menjadi:

- Subcritical pulverizer*, beroperasi pada temperatur dan tekanan yang lebih tinggi (221 bar) dibandingkan dengan *pulverizer* konvensional. Efisiensi dari teknologi ini dapat mencapai 38%.
- Supercritical pulverizer*, merupakan pengembangan dari *subcritical* dengan pengoperasian dalam temperatur dan tekanan 230-265 bar, sehingga dapat meningkatkan efisiensi menjadi sebesar 42%.

- c. *Ultra supercritical*, teknologi ini menggunakan material baja paduan tinggi yang lebih canggih sehingga memungkinkan pengoperasian dalam temperatur dan tekanan yang sangat tinggi (300 bar) sehingga efisiensi dapat dicapai hingga 44%.
- d. *Advance Ultra Supercritical*, pada teknologi ini pembangkit beroperasi pada temperatur 700-760°C.

Semakin efisien teknologi tersebut berarti batubara yang dibutuhkan pun semakin sedikit sehingga emisi yang dihasilkan pun lebih sedikit. Di Indonesia terdapat pembangkit yang telah menggunakan teknologi super critical yakni PLTU Paiton Unit III, PLTU Cirebon I. Menurut RUPTL PLN 2013-2022, PLN telah merencanakan pembangunan PLTU batubara kelas 1.000 MW dengan teknologi *ultra super critical* dan *supercritical* untuk kapasitas 600 MW pada sistem kelistrikan Jawa-Bali.

Opsi A

Opsi A mengasumsikan sebagian besar PLTU (80%) menggunakan *boiler Sub Critical* dan 20% menggunakan *boiler Super Critical*.

Opsi B

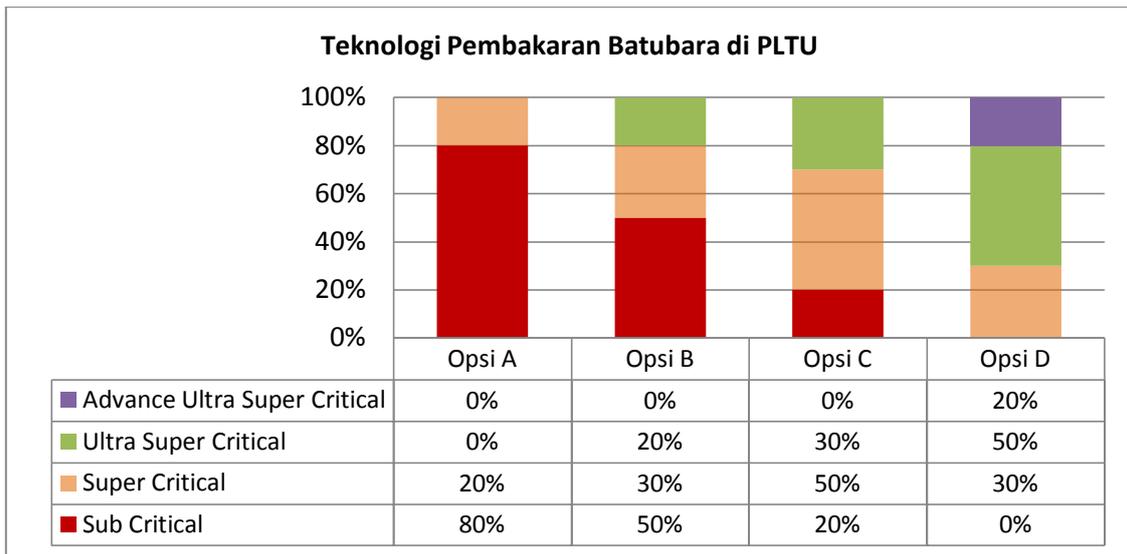
Opsi B mengasumsikan penggunaan boiler di PLTU masih didominasi oleh *boiler Sub Critical* (50%), kemudian diikuti oleh *boiler Super Critical* sebesar 30% dan sudah ada yang menggunakan *boiler Ultra Supercritical* sebesar 20%.

Opsi C

Opsi C mengasumsikan penggunaan *boiler Sub Critical* pada PLTU sudah mulai turun yakni sebesar 20%, dan persentase penggunaan *boiler Super Critical* dan *Ultra Supercritical* pada PLTU meningkat masing-masing 50% dan 30%.

Opsi D

Opsi D mengasumsikan sudah tidak menggunakan lagi boiler *Sub Critical*, namun sudah ada yang menggunakan teknologi *Advance Ultra Supercritical* sebesar 20%. Sementara *boiler Super Critical* dan *Ultra Supercritical* persentase penggunaannya masing-masing 30% dan 50%.



Gambar 10. Leveling Teknologi Pembakaran Batubara

V. Referensi

- Burr, M. T., Holding companies rule; top 10 sell 28% of U.S. electricity, *Electric Light and Power*, October 1999.
- Cahyadi. 2011. *Kajian Teknis Pembangkit Listrik Berbahan Bakar Fosil*. Balai Besar Teknologi Energi (B2TE). BPPT
- Handbook of Energy & Economics of Indonesia. 2013. Pusdatin, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
- Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 2700 K/II/MEM/2012 tentang Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2012-2025.
- Nag, PK, *Power Plant Engineering*, Tata Mc Graw Hill, 2002.
- Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2013-2022. 2013. PT PLN. Jakarta
- Statistik Ketenagalistrikan. 2011. Direktorat Ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
- Statistik PLN 2011. 2012. PT PLN. Jakarta

Lampiran 1. Peta Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional Tahun 2012 - 2025

Lampiran 2. Peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa (1)

Lampiran 3. Peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa (2)

Lampiran 4. Peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa (3)

Lampiran 5. Peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa (4)

Lampiran 6. Peta eksisting dan rencana jaringan gas di Pulau Jawa (5)