

Panduan Pengguna Untuk
Sektor Pembangkit Tenaga Listrik
Berbahan Bakar Fosil

Indonesia 2050 Pathway Calculator

Daftar Isi

1. Ikhtisar Sektor Pembangkit Tenaga Listrik Berbahan Bakar Fosil	3
2. Asumsi.....	4
3. Metodologi.....	8
4. Hasil Pemodelan.....	9
5. Referensi.....	23

Daftar Tabel

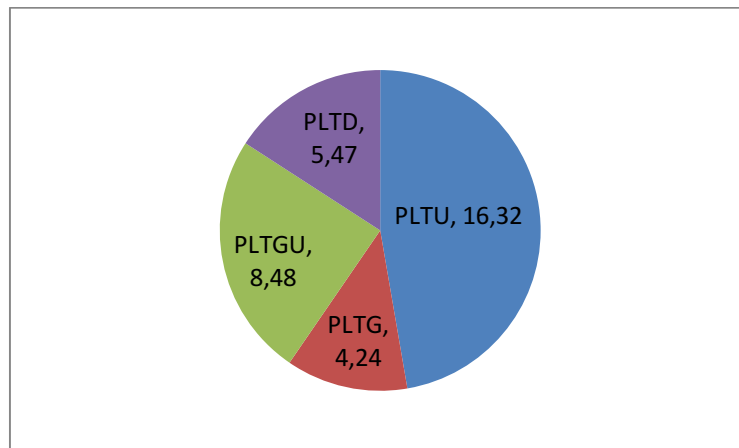
Tabel 1. Produksi energi dan kapasitas terpasang pembangkit	5
Tabel 2. Faktor kapasitas pembangkit.....	5
Tabel 3. Persentase pemakaian sendiri dan susut energi	5
Tabel 4. Persentase penggunaan sendiri/ <i>own use</i>	5
Tabel 5. Perbandingan efisiensi beberapa jenis pembangkit listrik	6
Tabel 6. Persentase thermal efisiensi pembangkit berbahan bakar fosil.....	6
Tabel 7. Persentase proporsi kapasitas pembangkit berdasarkan jenis bahan bakar.....	7
Tabel 8. Asumsi <i>retirement</i> 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 wilayah Indonesia timur.....	12
Tabel 13. Perkiraan pasokan gas untuk PLTG di wilayah Indonesia timur	17

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	18
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

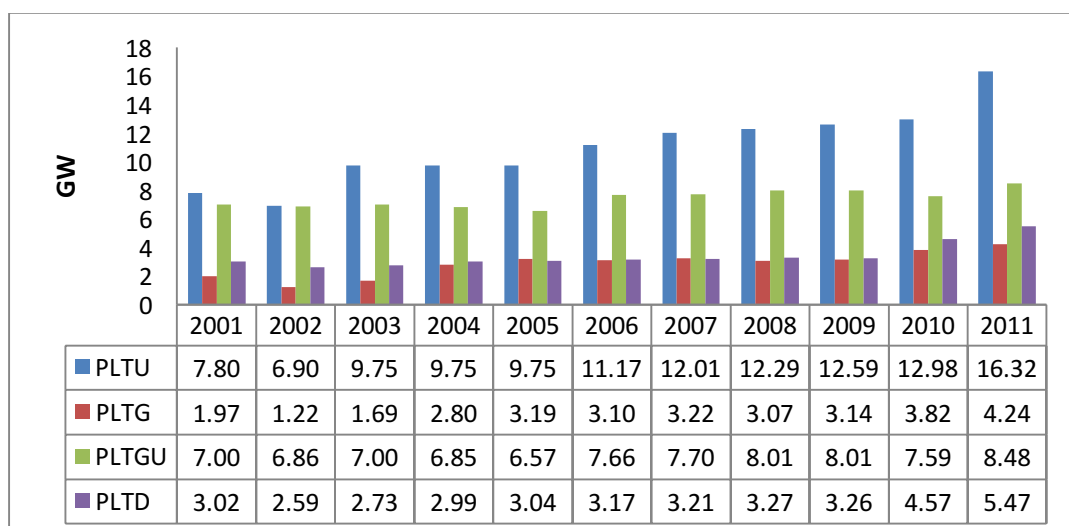
1. Ikhtisar Sektor Pembangkit Tenaga Listrik Berbahan Bakar Fosil

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 pada tahun 2011, sebagian besar pembangkit jenis ini terpasang di Pulau Jawa. Sementara itu, hanya PLTD 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)

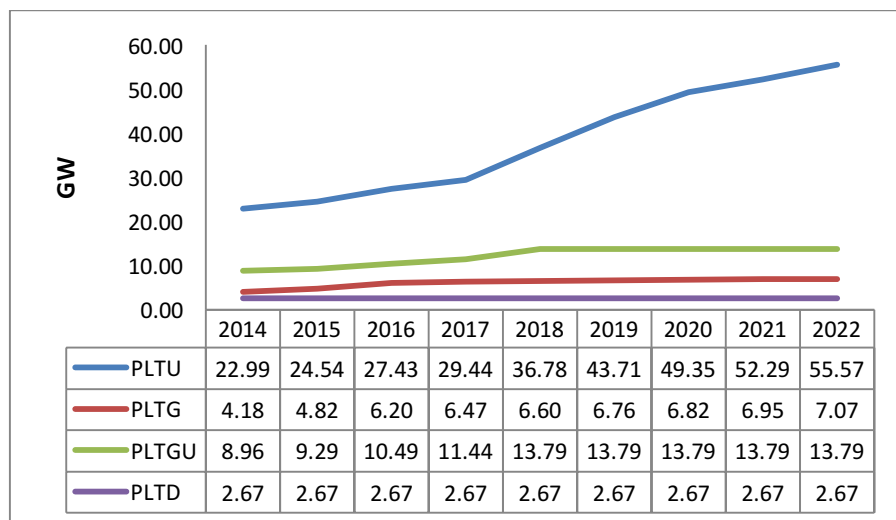
Secara historis, total kapasitas pembangkit berbahan bakar fosil terus meningkat dari 19,78 GW pada tahun 2001 menjadi 34,51 GW pada tahun 2011. Secara umum, peningkatan tersebut didorong oleh peningkatan kapasitas PLTU yang signifikan dibandingkan pembangkit lainnya (Gambar 2).



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. Sedangkan untuk PLTGU meningkat hingga tahun 2018 dan setelahnya konstan hingga tahun 2022. Selanjutnya, dokumen tersebut memproyeksikan 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 dan proyeksi tambahan kapasitas tahun 2014

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

2. Asumsi

a. Faktor Kapasitas

Di dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, faktor kapasitas bervariasi tergantung pada jenis pembangkit. Penentuan faktor kapasitas pembangkit menggunakan persamaan penentuan faktor kapasitas yang tercantum dalam Statistik PLN. Selain itu, faktor kapasitas 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 tiap jenis pembangkit, data yang digunakan adalah data energi yang diproduksi dan kapasitas terpasang pada tahun 2011 yang diperoleh dari Statistik PLN 2011. Data tersebut dapat dilihat pada Tabel 1 di bawah ini.

Tabel 1. Produksi energi dan kapasitas terpasang pembangkit

	PLTG	PLTGU	PLTD
Energi yang Diproduksi (GWh)	8.246,22	40.409,68	4.010,94
Kapasitas Terpasang (GW)	2,84	7,83	2,57

Sumber: Statistik PLN, 2011

Berdasarkan persamaan di atas, faktor kapasitas untuk tiap-tiap pembangkit dapat dilihat pada Tabel 2 berikut.

Tabel 2. Faktor kapasitas pembangkit

No	Jenis Pembangkit	2011		2050	
		<i>Liquid</i>	<i>Gaseous</i>	<i>Liquid</i>	<i>Gaseous</i>
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

b. 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 2011 dengan perincian 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% yang selanjutnya dibulatkan menjadi 10%. Angka tersebut diasumsikan berlaku untuk seluruh pembangkit termal konvensional (Tabel 4).

Tabel 4. Persentase penggunaan sendiri/*own use*

No	Jenis Pembangkit	<i>Liquid</i>	<i>Gaseous</i>
1	PLTU	10 %	
2	PLTGU	10 %	10 %
3	PLTG	10 %	10 %
4	PLTD	10 %	

c. Thermal efisiensi

Thermal efisiensi dari pembangkit berbahan bakar fosil menggunakan referensi dari jurnal yang dibuat oleh Cahyadi pada tahun 2011. Thermal efisiensi dari tiap-tiap 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 di atas, asumsi thermal efisiensi yang dimasukkan ke dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator* disajikan pada Tabel 6.

Tabel 6. Persentase thermal efisiensi pembangkit berbahan bakar fosil

No	Jenis Pembangkit	2011		2050	
		<i>Liquid</i>	<i>Gaseous</i>	<i>Liquid</i>	<i>Gaseous</i>
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

d. 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 menghasilkan 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%

e. Jadwal *retirement* untuk pembangkit listrik yang ada

Asumsi *retirement* untuk tiap 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	<i>Retirement</i> (GW)
1	PLTU (<i>Subcritical</i>) Tahun 2020 & 2035	0,25
2	PLTGU	0,0001
3	PLTG	0,0001
4	PLTD	0,00007

f. Angka-angka pada tahun dasar

Angka-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	13.159,71	26.889,96	3.296.931,98	219.227,65
2	PLTG	4,24	7.658,38	2.359,33	2.139.185,07	56.057,13
3	PLTD	5,47	16.125,11		4.243.562,39	

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

***) Sumber: Statistik Ketenagalistrikan, 2011

3. Metodologi

a. Data kapasitas terpasang

Kapasitas terpasang pada PLTU tidak mengenal level, karena di dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, PLTU berperan sebagai pemasok kebutuhan listrik apabila terjadi kekurangan dalam pemenuhan kebutuhan listrik. Pada PLTU, proyeksi kapasitas terpasang hanya ada 1 (satu) level konstan dengan menggunakan sumber data dari RUPTL PLN periode 2013-2022. Mengingat data kapasitas terpasang pada RUPTL PLN hanya hingga tahun 2022, 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 draf 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, persamaannya adalah:

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

b. Available Supply

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

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

c. 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.

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

d. Actual Generation

Actual generation merupakan total pembangkitan listrik yang dihasilkan. Di dalam *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, *actual generation* dirumuskan dengan persamaan berikut:

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

Sedangkan pemakaian sendiri dan susut energi dirumuskan dengan persamaan berikut:

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

e. Total energi yang dibutuhkan

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

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

4. Hasil Pemodelan

One pager sektor pembangkit tenaga listrik berbahan bakar fosil terdiri dari 4 (empat) bagian, yaitu pembangkit listrik tenaga gas uap (PLTGU), pembangkit listrik tenaga gas (PLTG), pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD), dan teknologi pembakaran batubara.

a. 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, PLTGU lebih banyak terpasang di Pulau Jawa, yaitu sejumlah 53 pembangkit. Total kapasitas terpasang PLTGU pada tahun 2011 mencapai 8,48 GW.

Level 1

Level 1 mengasumsikan kapasitas PLTGU sama dengan tahun dasar (2011) hingga tahun 2050 yakni sebesar 8,48 GW. Level 1 mengasumsikan pembangunan PLTGU baru menghadapi persoalan kecukupan pasokan gas. Sejumlah kendala mencakup cadangan gas lapangan yang terus mengalami penurunan dan sulitnya memperoleh akses ke sumber gas alam yang besar. Hal ini disebabkan oleh kontrak jangka panjang yang mengikat sumber gas alam untuk pembeli luar negeri.

Kapasitas PLTGU yang ada saat ini dapat dipertahankan hingga tahun 2050. Hal ini karena terjaminnya pasokan gas untuk pembangkit utama di sistem Jawa-Bali, yaitu PLTGU Muara Karang dan Priok, serta 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 dari wilayah Kalimantan Timur, Kit Sumbagut dan Sumbagsel. PLTGU wilayah Kalimantan Timur diasumsikan masih mendapatkan pasokan gas dari Salamander, Salamander Lapangan Tutung, dan JOB Simenggaris. Sedangkan 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 ukuran unit pembangkit yang ada, seperti PLTGU Muara Karang dengan tambahan kapasitas sebesar 0,8 GW dan PLTGU Grati sebesar 0,75 GW. Penambahan kapasitas PLTGU untuk ketiga pembangkit ini sangat mungkin karena didukung oleh jaringan pipa gas sepanjang 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, antara lain: *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

*) Jaringan Pipa Gas Bumi yang ada

**) 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, 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 timur Indonesia sebesar 0,66 GW dan sistem kelistrikan Jawa-Bali sebesar 3,15 GW (RUPTL 2013-2022). Dengan demikian, apabila 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 karena kebutuhan listrik pada tahun 2022 diproyeksikan sebagian besar ($\pm 70\%$) berasal dari wilayah Jawa-Bali. Untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar PLTGU hingga tahun 2050, kondisi infrastruktur gas di wilayah Jawa-Bali diasumsikan sudah dapat mendukung pengembangan PLTGU mengingat saat ini (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 menunjang pembangunan kapasitas PLTGU 0,66 GW di wilayah timur Indonesia, jaringan pipa dan gas bumi yang telah direncanakan berdasarkan Kepmen ESDM No. 2700 K/11/MEM/2012 diasumsikan telah terbangun (Tabel 11).

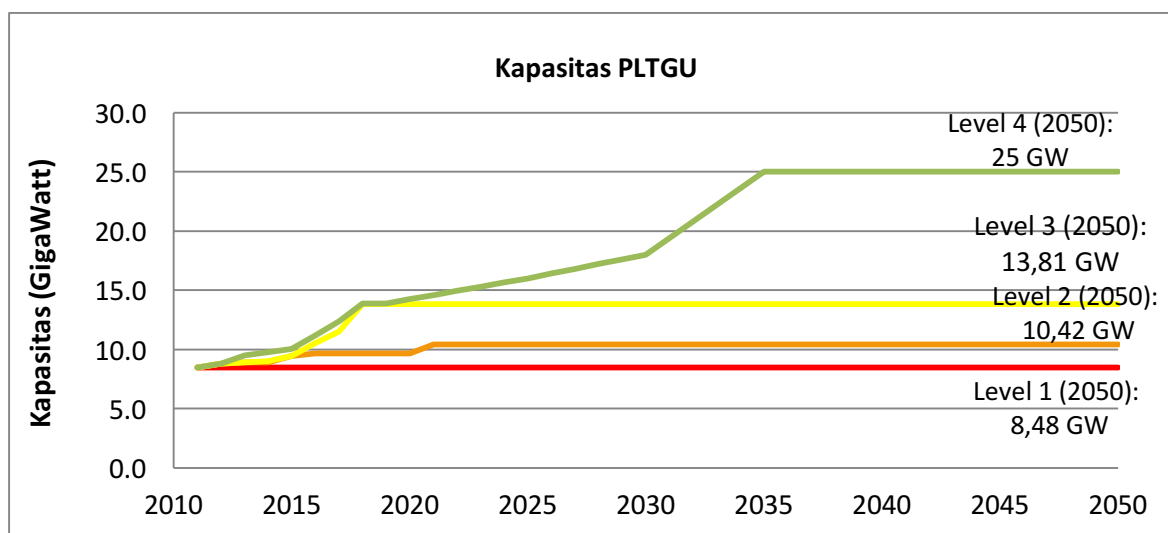
Tabel 12. Rencana jaringan pipa dan gas bumi di wilayah timur Indonesia

	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

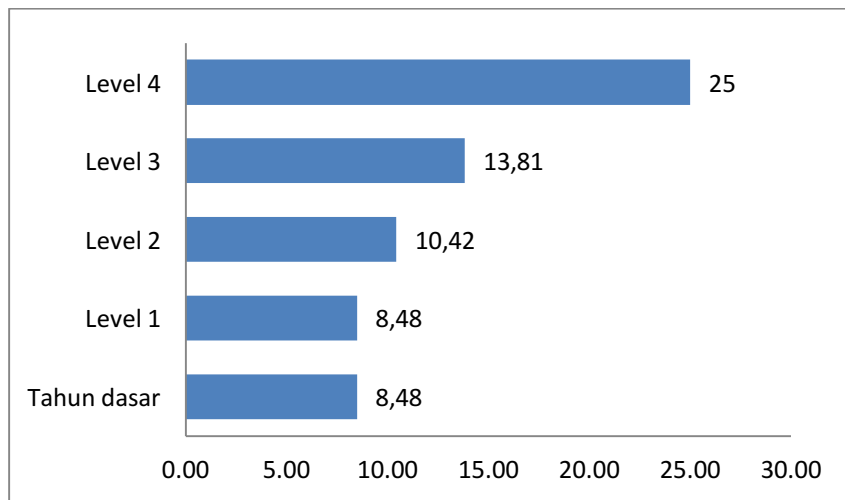
Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTGU pada tahun 2050 sebesar 25 GW. Level 4 mengasumsikan terjadi peningkatan kebutuhan listrik yang 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, yaitu 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, dan Kilang LNG Masela. Pasokan gas untuk level ini diasumsikan dapat dipenuhi dari cadangan potensial yang telah ada kontraknya ditambah dengan pasokan gas dari impor.

Level 4 mengasumsikan 45% dari total kapasitas PLTGU terpasang di Pulau Jawa. Sedangkan untuk Pulau Sumatera dan lainnya diasumsikan memiliki kapasitas PLTGU masing-masing sebesar 35% dan 20% dari total kapasitas. Kapasitas terpasang PLTGU di Pulau Sumatera meningkat secara signifikan karena meningkatnya kebutuhan listrik dan juga beban puncak di pulau tersebut. Pembangunan PLTGU di Pulau Sumatera didukung oleh infrastruktur gas yang diasumsikan telah memadai, yaitu jaringan pipa gas yang ada saat ini (2012) sepanjang 4.567,92 km serta telah terbangunnya jaringan pipa gas berdasarkan Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional sepanjang 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 pada 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)

b. 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 sebanyak 71 unit dan 61 unit dengan kapasitas terpasang masing-masing sebesar 2.839,44 MW dan 7.833,97 MW. Dengan demikian, rata-rata kapasitas per pembangkit untuk PLTG dan PLTGU adalah 39,99 MW dan 128,42 MW. Berdasarkan data ini, 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 konstan dari tahun dasar (2011) hingga tahun 2050, yakni sebesar 4,23 GW. Level 1 mengasumsikan 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 menghadapi kendala jaringan infrastruktur gas yang belum memadai.

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. Sedangkan untuk PLTG Cilegon diasumsikan terus mendapatkan pasokan gas dari CNOOC dan PGN. Selanjutnya, diasumsikan bahwa 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 berasal dari PLTG yang telah ada, di antaranya adalah yang telah terpasang di 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 mengasumsikan 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 sebesar 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). Sedangkan 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. Selanjutnya, 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. Sedangkan 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 ini 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 terpenuhi oleh PLTG. Level ini juga 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, 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 sebesar 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, sesuai dengan 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, di antaranya 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). Sedangkan untuk wilayah Sumatera, pasokan gas dapat dipenuhi dari blok-blok gas potensial, antara lain: Seng, Segat di Kabupaten Pelalawan, Bento dan Baru di Pekanbaru yang saat ini dikelola PT Kalila, Jambi Merang, dan FSRU LNG Tangguh.

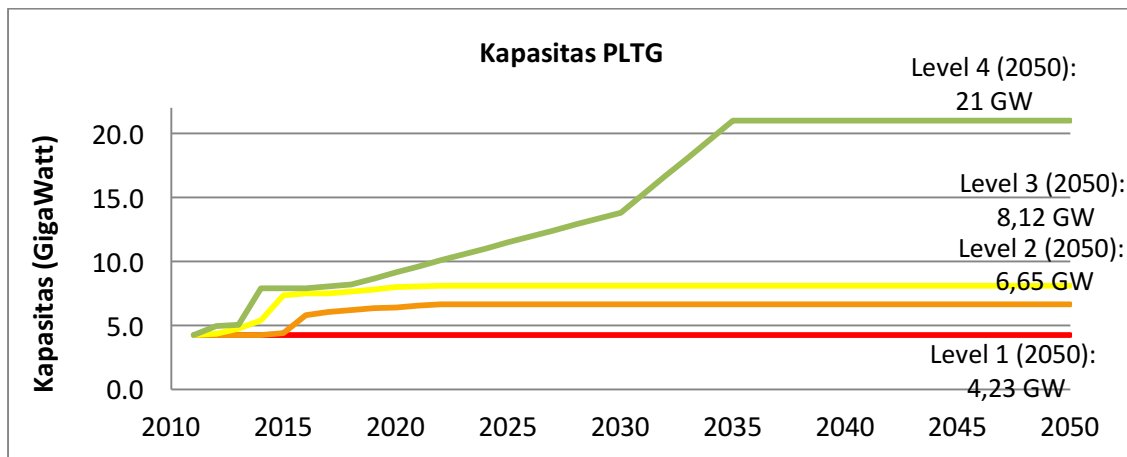
Tabel 13. Perkiraan pasokan gas untuk PLTG di wilayah timur Indonesia

No	Pembangkit	Provinsi	Pemasok Gas
1	Pontianak Peaker	Kalimantan Barat	LNG PLN Batam (rencana)
2	Bangkalanai	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)

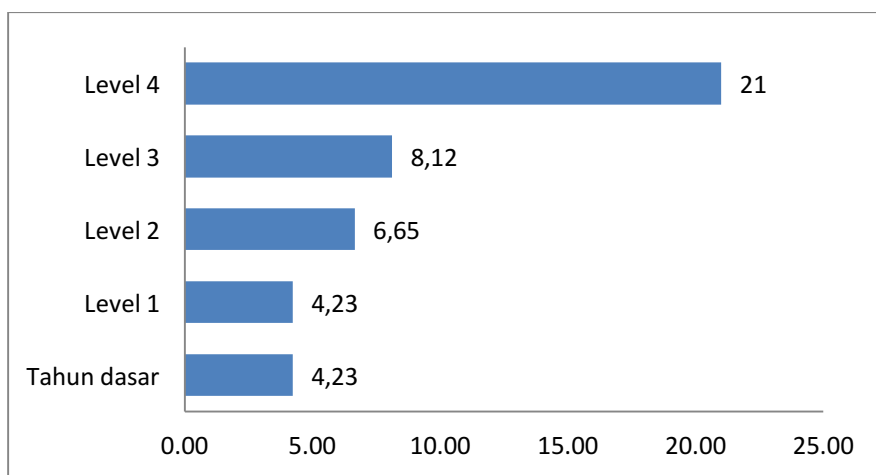
Sumber: Diolah dari RUPTL PLN 2013-2022

Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTG naik hingga mencapai 21 GW pada tahun 2050. Level 4 mengasumsikan 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, infrastruktur lainnya berupa FSRU dan Kilang LNG telah terbangun, seperti regasifikasi unit Arun, FSRU Labuhan Maringgai (Lampung), FSRU Cilegon (Banten), FSRU Jawa Tengah, Kilang LNG Donggi Senoro, Kilang LNG Sulawesi Selatan, dan Kilang LNG Masela. Untuk PLTG yang terpasang di wilayah timur Indonesia dan lokasinya jauh dari kilang LNG, diasumsikan telah ditunjang oleh mini LNG, antara lain 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. Kapabilitas terpasang PLTG pada tahun 2050 (GW)

c. 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 sebesar 0,45 GW. PLTD sebagian besar terpasang di luar sistem kelistrikan Jawa Bali yang mencapai 5,24 GW. Selanjutnya, pada sistem kelistrikan Jawa-Bali hanya mencapai 0,23 GW (Statistik Ketenagalistrikan, 2011). Penyediaan listrik di luar Pulau Jawa umumnya dipenuhi oleh PLTD baik untuk beban dasar dan 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 maupun karena sudah harus diganti atau *re-conditioning*. 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 digabungkan dengan PLTD atau alternatif penggunaan bahan bakar nabati untuk PLTD.

Level 1

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

Apabila 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 karena sebagian PLTD di wilayah Sumatera dan Kalimantan telah diganti dengan PLTU skala kecil, sedangkan PLTD diperlukan untuk mengejar target rasio elektrifikasi di wilayah Maluku, Papua dan Nusa Tenggara.

Level 2

Level 2 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 turun dari tahun dasar menjadi 2 GW. Level ini mengasumsikan bahwa harga BBM yang tinggi dan dengan pasokan yang tidak menentu menjadikan pengembangan PLTD tidak ekonomis lagi. 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, level ini juga mengasumsikan bahwa jumlah PLTU skala kecil yang terpasang di wilayah Sumatera dan Kalimantan sudah lebih banyak terpasang daripada level 1.

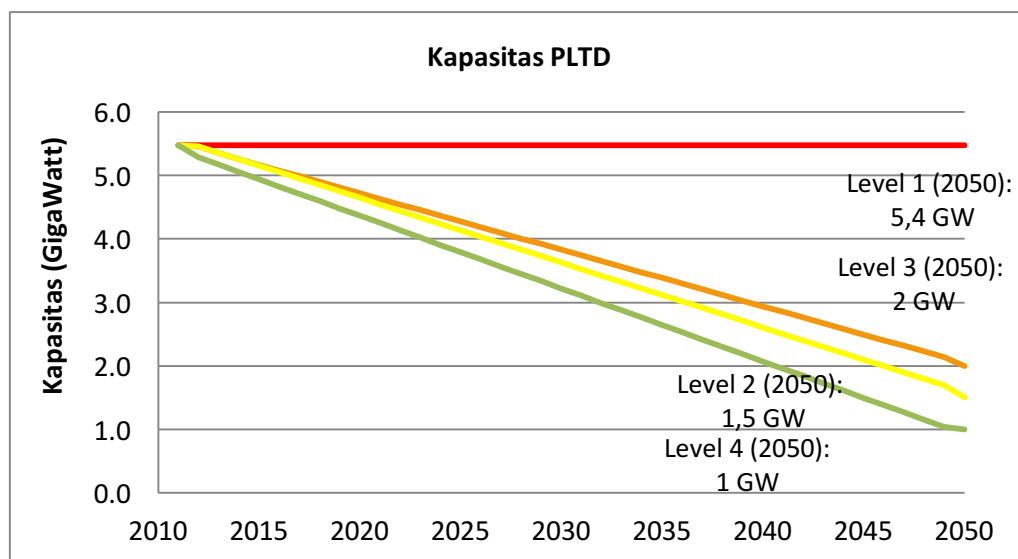
Level 3

Level 3 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 sebesar 1,5 GW. Level ini mengasumsikan bahwa 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. Di sisi lain, teknologi pembangkit pengganti PLTD berupa pembangkit energi terbarukan sudah lebih berkembang daripada level 2, sehingga bisa mendukung pencanangan Nusa Tenggara sebagai lumbung pembangkit energi terbarukan menggantikan penggunaan PLTD. Namun,

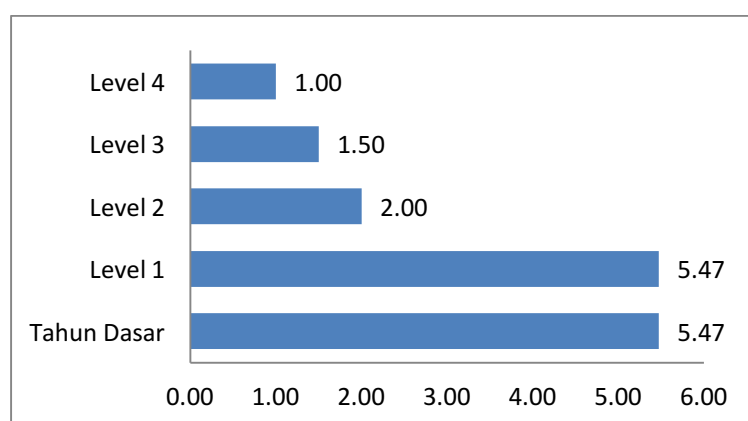
masih ada daerah di Maluku dan Papua yang menggunakan PLTD. Selanjutnya, kapasitas PLTU skala kecil yang terpasang di wilayah Sumatera dan Kalimantan sama seperti pada level 2.

Level 4

Level 4 mengasumsikan kapasitas PLTD pada tahun 2050 sebesar 1 GW. Level ini mengasumsikan bahwa 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 bahwa 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, dengan demikian menggantikan penggunaan PLTD di seluruh Indonesia. Adapun kapasitas PLTD 1 GW diasumsikan berasal dari kapasitas PLTD yang digabungkan dengan pembangkit energi terbarukan di beberapa wilayah seperti Nusa Tenggara dan Papua.



Gambar 8. Leveling kapasitas terpasang PLTD tahun 2011 hingga 2050



Gambar 9. Kapasitas PLTD pada tahun 2050

d. Teknologi Pembakaran Batubara

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

- a. *Subcritical pulverizer*, beroperasi pada suhu dan tekanan yang lebih tinggi (221 bar) dibandingkan dengan *pulverizer* konvensional. Efisiensi dari teknologi ini dapat mencapai 38%.
- b. *Supercritical pulverizer*, merupakan pengembangan dari *subcritical* dengan pengoperasian dalam suhu 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 suhu dan tekanan yang sangat tinggi (300 bar) sehingga efisiensi dapat mencapai hingga 44%.
- d. *Advance Ultra Supercritical*, pada teknologi ini pembangkit beroperasi pada suhu 700-760°C.

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

Opsi A

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

Opsi B

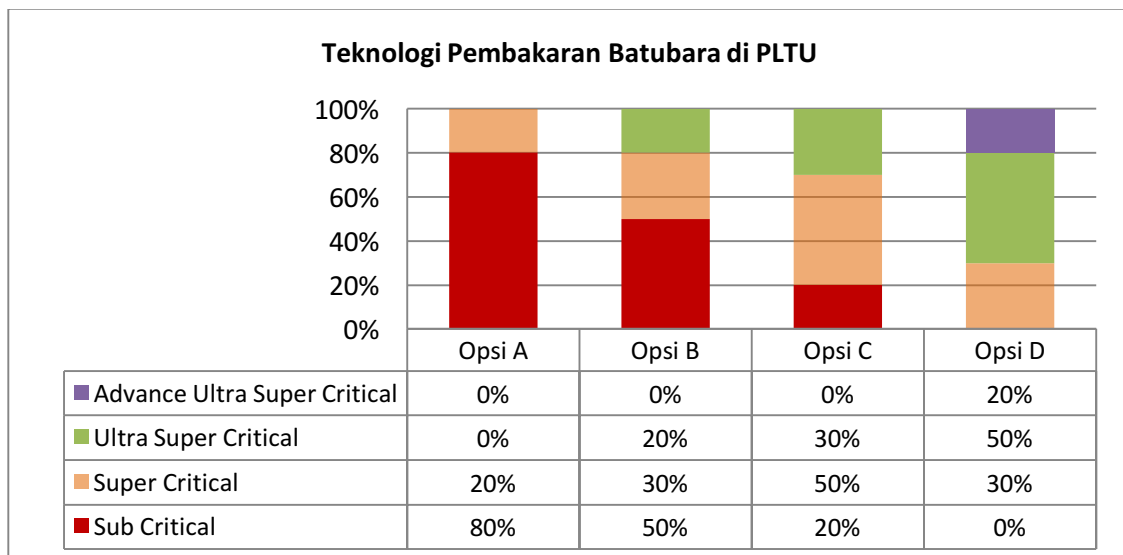
Opsi B mengasumsikan penggunaan *boiler* di PLTU masih didominasi oleh *Sub Critical Boiler* (50%), kemudian diikuti oleh *Supercritical Boiler* sebesar 30% dan sudah ada yang menggunakan *Ultra Supercritical Boiler* sebesar 20%.

Opsi C

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

Opsi D

Opsi D mengasumsikan sudah tidak menggunakan lagi *Sub Critical Boiler*, tetapi sudah ada yang menggunakan teknologi *Advance Ultra Supercritical Boiler* sebesar 20%. Sementara itu, *Supercritical* dan *Ultra Supercritical Boiler* masing-masing memiliki persentase penggunaan sebesar 30% dan 50%.



Gambar 10. Leveling teknologi pembakaran batubara

5. 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.

