



Analisis Emisi CO₂ Pembangkit Listrik Panas Bumi Ulubelu Lampung dan Kontribusinya Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik di Provinsi Lampung/

Analysis of CO₂ Emissions from Geothermal Power Plant Ulubelu and Its Contribution to Development of Electricity Generators in Lampung Province

Alimuddin^{ab}, Armansyah H. Tambunan^c, Machfud^d, Andi Novianto^e

^a Graduate School of Bogor Agricultural University, Indonesia

^b Department of Geophysical Engineering, Lampung University, Indonesia

^c Department of Mechanical and Bio-system Engineering, Bogor Agricultural University, Indonesia

^d Department of Agroindustrial Technology, Bogor Agricultural University, Indonesia

^e Coordinating Ministry of Economic Affairs, Indonesia

Article Info:

Received: 26 - 03 - 2018

Accepted: 27 - 04 - 2018

Keywords:

Geothermal, emission factors, CO₂ emissions, electricity, PLTP.

Corresponding Author:

Alimuddin

Department of Geophysical Engineering, Lampung University, Indonesia;

Email:

alimuddin.geofisika@eng.unila.ac.id

Abstract: *CO₂ emissions from electricity generation with fossil and non-fossil fuels at the local level need to be calculated to provide an overview and choice in the development of electrical energy based on available resources. This study aims to evaluate CO₂ emissions generated by the Geothermal Power Plant (GPP) Ulubelu Lampung and the CO₂ emissions potential from all power plants operating in Lampung Province. This study uses the Clean Development Mechanism (CDM) analysis method ACM0002 from the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). The stages in this study were analyzed CO₂ emissions and calculated emission factors from the GPP Ulubelu, calculating the CO₂ emissions of existing power plants, and analysis of projections of CO₂ emissions in 2017-2026. Analysis of CO₂ emissions includes calculation of baseline emissions, emissions, emission reduction. The results showed that the GPP Ulubelu Unit 1 with an output power of 54.17 MW produced baseline emissions, emissions, emission reductions, and CO₂ emission factor values of 381 987.76 tCO₂e, 59 898.25 tCO₂e, 322 091.51 tCO₂e, and 0.126 tCO₂e / MWh respectively. The total CO₂ emissions generated from the existing plant amounted to 5 253 714.43 tCO₂e with energy production of 7 098 624 MWh. The installed capacity of electric energy development projections for 2017-2026 amounted to 1 711.8 MW with a portion of GPP 41.4%. The projected power plant CO₂ emissions in 2026 amounted to 7 741 500.00 tCO₂e (GPP 9.97%). The percentage of emissions from the Lampung power plant to the target of reducing Greenhouse Gas emissions with the development scenario is 1.29% and with the BaU condition of 1.05%.*

How to cite (CSE Style 8th Edition):

Alimuddin, Tambunan AH, Machfud, Novianto A. 2019. Analisis Emisi CO₂ Pembangkit Listrik Panas Bumi Ulubelu Lampung dan Kontribusinya Terhadap Pengembangan Pembangkit Listrik di Provinsi Lampung. *JPSL* 9(2): 287-304. <http://dx.doi.org/10.29244/jpsl.9.2.287-304>.

PENDAHULUAN

Sumber energi terbarukan memainkan peran penting dalam memenuhi kebutuhan energi masyarakat (Ganjehsarabi *et al.* 2012), dan salah satu diantaranya adalah energi panas bumi. Energi panas bumi mempunyai potensi pengembangan keberlanjutan karena emisi karbonnya lebih rendah dari energi fosil (Ármannsson *et al.* 2005; Aneke *et al.* 2011). Energi listrik (ramah lingkungan, terbarukan, dan berkelanjutan) menggunakan energi panas bumi sebagai sumber pembangkit (DiPippo 2016), memiliki peran penting dalam mitigasi perubahan iklim global, ketahanan energi nasional, dan kesehatan masyarakat. Pelopor penggunaan energi panas bumi untuk konversi menjadi energi listrik adalah Prince Piero Ginori Conti pada tahun 1904 di Larderello, Tuscany, Italia (Barbier 2002; DiPippo 2015).

Indonesia saat ini giat mengembangkan energi panas bumi dalam rangka mengatasi krisis energi listrik dan terkait dengan program kelistrikan nasional 35 000 MW. Indonesia memiliki potensi panas bumi sebesar 29 000 MW, dan pemanfaatannya baru sekitar 1533.5 MW (KESDM-b 2017; Pambudi 2018). Potensi ini tersebar di pulau Sumatera, Jawa, Sulawesi, Nusantenggara, dan Papua. Jalur penyebaran sumber panas bumi tersebut merupakan jalur yang dikenal sebagai the ring of fire atau jalur vulkanik (Nasruddin *et al.* 2016). Jalur vulkanik ini merupakan akibat dari Indonesia yang secara geologi terletak pada pertemuan dua lempeng tektonik yaitu lempeng Indoaustralia dan lempeng Euroasia (Pambudi 2018).

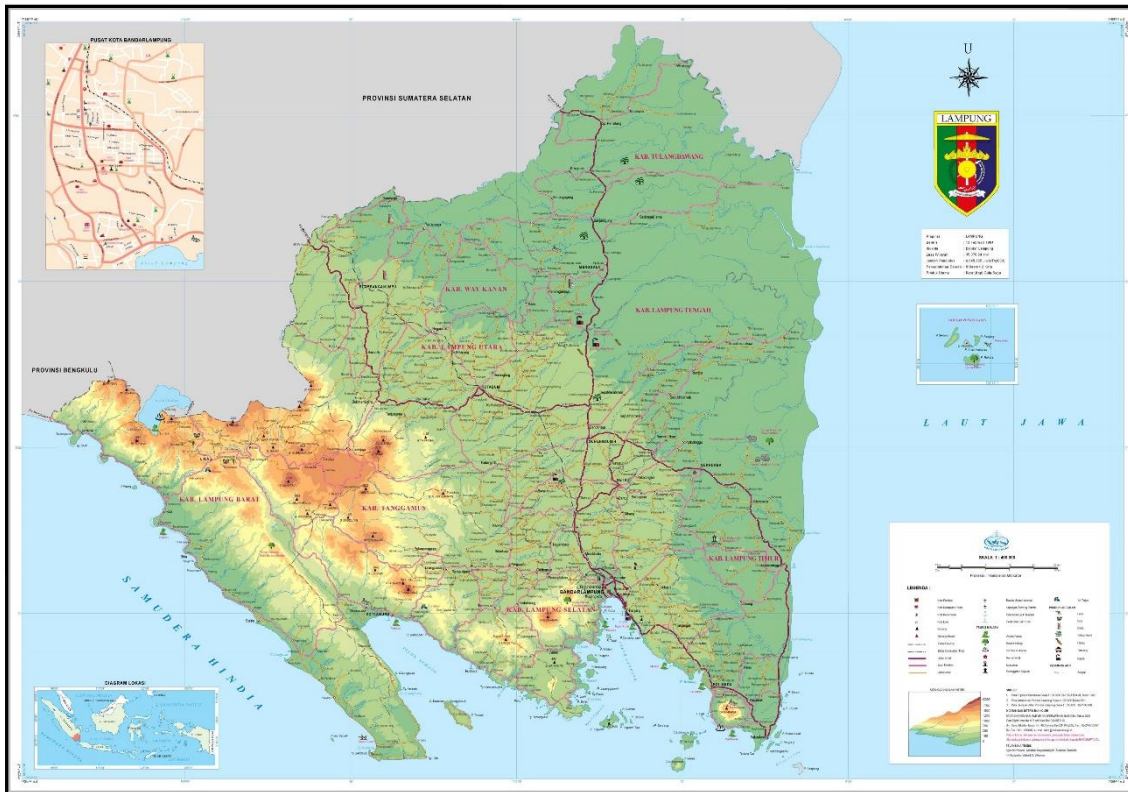
Uap panas bumi yang mengalir pada sistem pembangkit listrik panas bumi mengandung non-condensable gas (NCG). Jumlah NCG yang terkandung dalam uap panas bumi memiliki dampak signifikan pada kinerja produksi daya pembangkit listrik panas bumi dan tingkat emisi yang dihasilkan. NCG dalam uap panas bumi mempengaruhi perpindahan panas di kondensor dengan membentuk efek 'gas-blanketing', yang meningkatkan suhu kondensor dan tekanan balik pada turbin, sehingga akan mengurangi daya keluaran. Dalam prakteknya, efek gas hanya bisa diatasi dengan mengevakuasinya, menggunakan sebagian dari uap utama (Vorum and Fritzler 2000). NCG yang dilepaskan oleh pembangkit listrik tenaga panas bumi ke lingkungan mengandung carbon dioxide, hydrogen sulfide, methane, dan ammonia (Goldstein *et al.* 2011; Holm *et al.* 2012; Amponsah *et al.* 2014), yang merupakan gas-gas rumah kaca. Meskipun pembangkit listrik tenaga panas bumi dianggap menghasilkan emisi gas rumah kaca yang lebih kecil dari pembangkit lainnya, khususnya yang berasal dari fosil, kajian terhadap tingkat emisi tersebut masih perlu dilakukan.

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi terhadap emisi CO₂ yang ditimbulkan PLTP Ulubelu Lampung dan potensi emisi CO₂ dari seluruh pembangkit listrik yang beroperasi di Provinsi Lampung. Secara rinci penelitian ini melakukan (1) perhitungan emisi CO₂, baseline emisi CO₂, reduksi emisi CO₂, dan besarnya faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik panas bumi Ulubelu Lampung, (2) perhitungan emisi dan baseline emisi CO₂ dari pembangkit PLTU, PLTD, dan PLTG sebagai pembandingnya, (3) proyeksi emisi CO₂ dari rencana pengembangan pembangkit listrik periode 2017-2026.

METODOLOGI

Lokasi penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di Provinsi Lampung. Lokasi penelitian ini dipilih karena merupakan lokasi panas bumi yang baru dikembangkan yaitu di PLTP Ulubelu Kabupaten Tanggamus, Gambar 1 memperlihatkan peta lokasi penelitian.



Gambar 1 Lokasi penelitian PLTP Ulubelu Lampung Kabupaten Tanggamus Provinsi Lampung (<http://www.big.go.id/peta-provinsi/>)

Metode Analisis

Metode analisis yang digunakan dalam penelitian ini yaitu metode CDM (*Clean Development Mechanism*) (ACM0002) dari UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) (Bastianoni *et al.* 2014; UNFCCC, 2016). Analisis melibatkan beberapa tahapan yaitu: (1) perhitungan baseline emisi dari pembangkit, (2) perhitungan emisi yang dihasilkan oleh pembangkit, dan (3) perhitungan reduksi emisi.

Perhitungan Baseline Emisi

Baseline emisi dihitung dengan persamaan (1):

$$BE_y = EG_{facility.y} * EF_{grid.CM.y} \quad (1)$$

BE_y adalah baseline emisi CO₂ berdasarkan produksi energi listrik setahun dan faktor emisi pada sistem jaringan pembangkit (tCO₂e), $EG_{facility.y}$ adalah besar energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit selama setahun yang dikoneksikan dengan jaringan pembangkit (*on grid*) (MWh), $EF_{grid.CM.y}$ adalah besarnya faktor emisi GRK sistem interkoneksi Sumatera (tCO₂e/MWh).

Perhitungan Emisi dari Operasional Pembangkit

Perhitungan emisi pembangkit listrik panas bumi menggunakan persamaan (2):

$$PE_y = PE_{FF.y} + PE_{GP.y} \quad (2)$$

dengan PE_y adalah total emisi yang dihasilkan dari operasional pembangkit secara menyeluruh (tCO₂e), $PE_{FF.y}$ adalah emisi CO₂ yang dihasilkan dari penggunaan *fossil fuels* pada operasional pembangkit (tCO₂e),

dan $PE_{GP,y}$ adalah jumlah emisi gas karbondioksida dan metana dalam NCG dari uap panas bumi yang digunakan pada pembangkit (tCO₂e).

Emisi *fugitive* karbondioksida dan metana akibat dari pelepasan gas yang tidak dapat dikondensasi dari uap pada pembangkit ($PE_{GP,y}$) dihitung dengan persamaan (3):

$$PE_{GP,y} = (w_{steam.CO2,y} + w_{steam.CH4,y} * GWP_{CH4}) * M_{steam,y} \quad (3)$$

dengan, $w_{steam.CO2,y}$ adalah kandungan gas CO₂ di dalam uap (tak berdimensi), $w_{steam.CH4,y}$ adalah kandungan gas CH₄ di dalam uap (tak berdimensi), GWP_{CH4} adalah nilai *global warming potential* CH₄ pada periode 100 tahun (tCO₂e/tCH₄), $M_{steam,y}$ adalah besarnya uap yang digunakan pada pembangkit (tonnes).

Emisi CO₂ dari penggunaan *fossil fuel* dihitung dengan persamaan (4):

$$PE_{FF,y} = (FC_{i,y} * \rho_i) * 10^{-3} * COEF_{i,y} \quad (4)$$

dengan $PE_{FF,y}$ adalah emisi CO₂ dari pembakaran bahan bakar fosil (diesel) (tCO₂e), $FC_{i,y}$ adalah jumlah bahan bakar diesel yang digunakan (liter), ρ_i adalah densitas bahan bakar diesel (kg/liter), $COEF_{i,y}$ adalah koefisien emisi CO₂ dari diesel (tCO₂/tonne diesel).

Koefisien emisi CO₂ $COEF_{i,y}$ dihitung dengan persamaan (5):

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} * 10^3 * EF_{CO2,i,y} \quad (5)$$

dengan $NCV_{i,y}$ adalah nilai kalor bersih diesel (GJ/kg) and $EF_{CO2,i,y}$ adalah faktor emisi (FE) CO₂ diesel (tCO₂/GJ).

Perhitungan Reduksi Emisi

Reduksi emisi dihitung dengan persamaan (6);

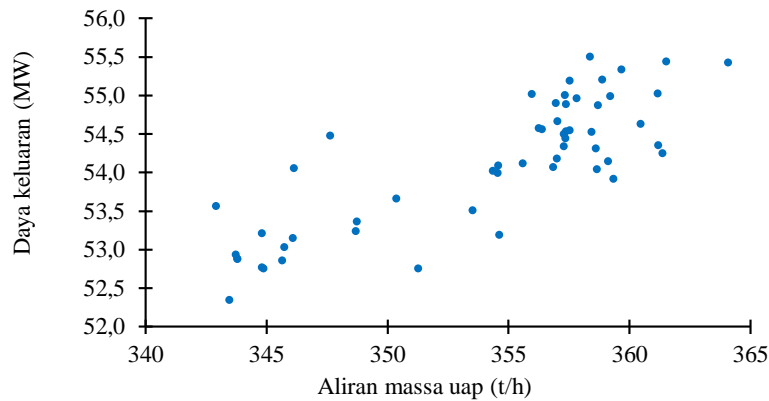
$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (6)$$

ER_y adalah besarnya pengurangan emisi (tCO₂e), BE_y adalah baseline emisi (tCO₂e), PE_y adalah besarnya emisi yang dihasilkan dari operasional pembangkit (tCO₂e), L_y adalah besarnya kebocoran (tCO₂e).

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil Perhitungan Emisi PLTP Ulubelu Unit 1

Kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik panas bumi (PLTP) Ulubelu Lampung unit 1 sebesar 55 MW. Operasional pembangkit memanfaatkan aliran massa uap rata-rata 354.39 ton/jam. Uap panas bumi dihasilkan dari sebelas sumur produksi pada lapangan panas bumi Ulubelu. Aliran massa uap dimanfaatkan untuk memutar turbin dan menghasilkan daya keluaran rata-rata sebesar 54.17 MW. Produksi energi listrik dari pembangkit dihitung berdasarkan daya keluaran rata-rata adalah sebesar 450 802.74 MWh dengan waktu operasional pembangkit rata-rata 8322 jam/tahun (Gambar 2).



Gambar 2 Cuplikan data pengamatan aliran massa uap panas bumi dengan daya keluaran pada PLTP Ulubelu Unit 1.

Emisi CO₂ PLTP dihasilkan dari *non-condensable gas* (NCG) yang terkandung dalam uap panas bumi (Ozcan and Gokcen 2009). Konsentrasi kandungan NCG dalam uap memiliki variasi nilai (Mulyanto *et al.* 2015). Beberapa jenis kandungan gas dalam NCG adalah CO₂, H₂S, CH₄, NH₃, N₂, dan yang lainnya (Zarrouk and Moon, 2014). Gas-gas yang tidak dapat dikondensasikan akan terlepas ke udara melalui menara pendingin. Uap panas bumi yang digunakan pada pembangkit yang mengandung sejumlah NCG cukup besar akan mempengaruhi daya keluaran pada sistem pembangkit (Ozcan and Gokcen 2009; Zarrouk and Moon 2014).

Uap panas bumi Ulubelu mengandung NCG sebesar 2% (sumber *heat balance* PLTP Ulubelu) Persentase gas-gas yang terkandung dalam NCG terdiri dari CO₂, H₂S, CH₄, dan gas-gas lainnya (He, H₂, N₂, O₂, dan Ar) masing-masing sebesar 96.24%, 2.25%, 0.01%, dan gas lainnya total 1.50%. Hasil perhitungan laju emisi CO₂ yang dihasilkan oleh pembangkit (PE_y) sebesar 59 898.25 tCO₂e dan faktor emisi dari pembangkit listrik panas bumi dihasilkan sebesar 0.1262 tCO₂e/MWh atau 126.2 gCO₂e/kWh. Laju aliran massa yang digunakan oleh pembangkit untuk memutar turbin rata-rata sebesar 354.39 ton/jam.

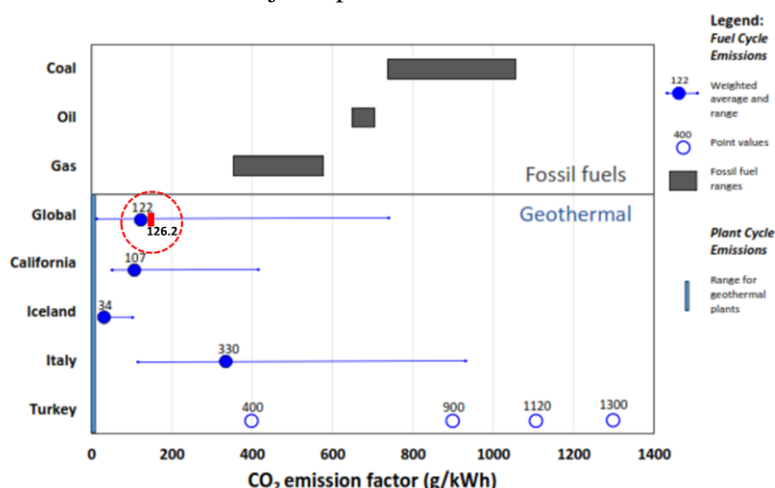
Hasil penelitian ini lebih tinggi dari emisi CO₂ pada pembangkit listrik tenaga panas bumi di Islandia yaitu emisi CO₂ rata-rata 50 gCO₂/kWh pada rentang 21 sampai 92 gCO₂e/kWh (ESMAP 2016; Fridriksson *et al.* 2017). Peneliti lainnya menunjukkan faktor emisi CO₂ pembangkit listrik di Amerika Serikat rata-rata 91 gCO₂/kWh (Bloomfield *et al.* 2003). Namun demikian hasil penelitian ini lebih rendah dari penelitian lainnya yaitu Bertani dan Thai (2002) yang dalam penelitiannya di sebelas negara terkait dengan faktor emisi dari pembangkit listrik panas bumi, menunjukkan bahwa kisaran emisi CO₂ yaitu antara 4-740 gCO₂e/kWh, dan secara global rata-rata faktor emisi yang dihasilkan sebesar 122 gCO₂e/kWh. Data emisi CO₂ pada pembangkit listrik tenaga panas bumi di California periode 2011- 2013 juga menunjukkan bahwa faktor emisi CO₂ berkisar antara 150 sampai 300 gCO₂e/kWh dengan rata-rata 245 gCO₂e/kWh (Fridriksson *et al.* 2017).

Fridriksson *et al.* (2017) telah menghasilkan sebaran nilai faktor emisi dari pembangkit listrik panas bumi di beberapa negara. Hasil penelitian ini menghasilkan nilai faktor emisi sebesar 126.2 gCO₂e/kWh dan terletak dalam rentang hasil penelitian Fridriksson *et al.* (2017) (Gambar 3).

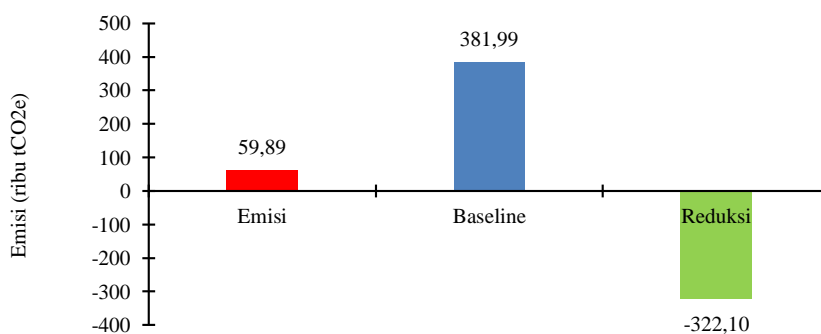
Perhitungan baseline emisi CO₂ dari pembangkit menggunakan nilai faktor emisi CO₂ pada jaringan interkoneksi Sumatera sebesar 0.805 tCO₂e/MW (KESDM-d, 2017). Hasil perhitungan baseline emisi (BE_y) yang menggunakan persamaan (1) adalah sebesar 381 987.76 tCO₂e.

Reduksi emisi CO₂ dihitung dengan mengurangi antara emisi CO₂ yang dihasilkan dengan nilai baseline, kebocoran emisi diasumsikan nol (persamaan 6). Hasil perhitungan reduksi emisi CO₂ adalah sebesar 322 091.51 tCO₂e. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa dengan kapasitas pembangkit 55 MW menghasilkan emisi CO₂ 15.68% dan mampu mereduksi emisi CO₂ sebesar 84.32% dari baseline. Hal ini menunjukkan bahwa pemanfaatan sumber energi panas bumi dalam menghasilkan energi listrik sangat

signifikan dalam mengurangi gas rumah kaca yang akan terlepas ke udara. Hasil perhitungan baseline, emisi yang dihasilkan, dan reduksi emisi CO₂ disajikan pada Gambar 4.



Gambar 3 Plot hasil perhitungan faktor emisi CO₂ (warna merah) di antara faktor emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga panas bumi di beberapa negara dan dari pembangkit listrik yang menggunakan bahan bakar fosil



Gambar 4 Hasil perhitungan emisi CO₂ pada PLTP Ulubelu Unit 1

Perhitungan Emisi CO₂ Dari Jenis Pembangkit Listrik Eksisting

Kondisi pembangkit listrik eksisting di provinsi Lampung memiliki kapasitas terpasang sebesar 991.1 MW dengan daya mampu netto 821.6 MW. Persentase daya mampu jenis pembangkit yang digunakan yaitu PLTA, PLTD, PLTG, PLTU, dan PLTP masing-masing 11.94%, 5.63%, 17.96%, 16.65%, dan 47.83%. Penggunaan pembangkit dengan jenis sumber bahan bakar yaitu fosil (PLTU, PLTD, dan PLTG) dan non-fosil (PLTA dan PLTP) masing-masing sebesar 66.36% dan 33.64% (Tabel 1).

Perhitungan emisi CO₂ dari berbagai jenis pembangkit tenaga listrik (PTL) mengikuti persamaan dari IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (BAPPENAS, 2014), yaitu persamaan (7):

$$Emisi\ CO_2 = E_C \cdot E_F \tag{7}$$

E_C adalah energi listrik pembangkit (MWh), dan E_F adalah faktor emisi CO₂ atas tipe teknologi tertentu (bahan bakar yang digunakan) untuk polutan jenis tertentu (tCO₂e/MWh) (Tabel 2).

Energi listrik dan emisi CO₂ yang diproduksi dan dihasilkan oleh masing-masing pembangkit dihitung dengan merujuk kepada Tabel 1 dan Tabel 2 dengan asumsi pembangkit beroperasi selama 8640 jam selama setahun dan nilai faktor emisi CO₂ dari sistem interkoneksi pembangkitan Sumatera sebesar 0.805 tCO₂e/MWh (KESDM-d, 2017). Hasil perhitungan emisi CO₂ disajikan pada Tabel 3.

Tabel 1 Kapasitas pembangkit eksisting

Jenis PTL	Jenis BB	Kapasitas (MW)	Daya Mampu (MW)
PLTA	Hydro	118.3	117.6
PLTP	Geothermal	165	158.8
PLTD	HSD	55.8	26.4
PLTG	Gas	178	174.8
PLTU	Batubara	474	344
Jumlah		991.1	821.6

Sumber: (KESDM-c, 2017).

Tabel 2 Faktor emisi CO₂ dari berbagai jenis pembangkit tenaga listrik

PTL	Bahan Bakar	FE CO ₂ (tCO ₂ e/MWh)	Referensi
PLTU	Batubara	1.1400	UNDP
PLTD	HSD	0.7860	UNDP
PLTG	Gas	1.0020	UNDP
PLTA	Hydro	0	UNDP
PLTP	Panas bumi	0.1267	***

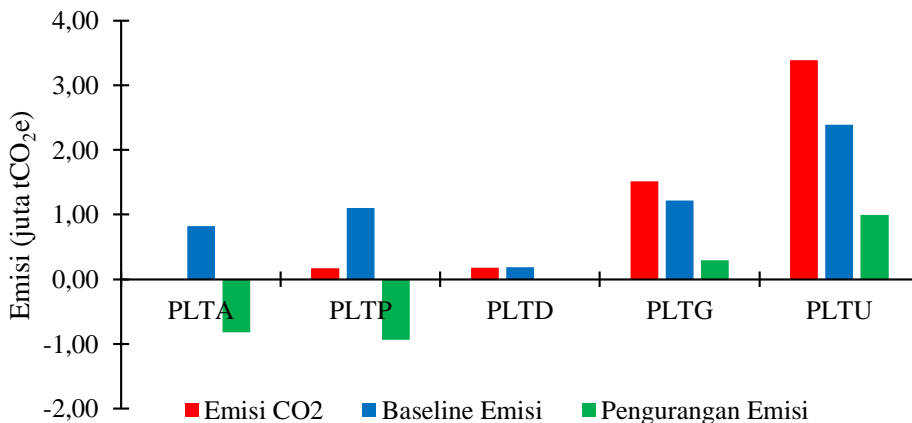
***) Hasil Perhitungan

Tabel 3 Hasil perhitungan energi listrik dan emisi CO₂ dari pembangkit listrik eksisting

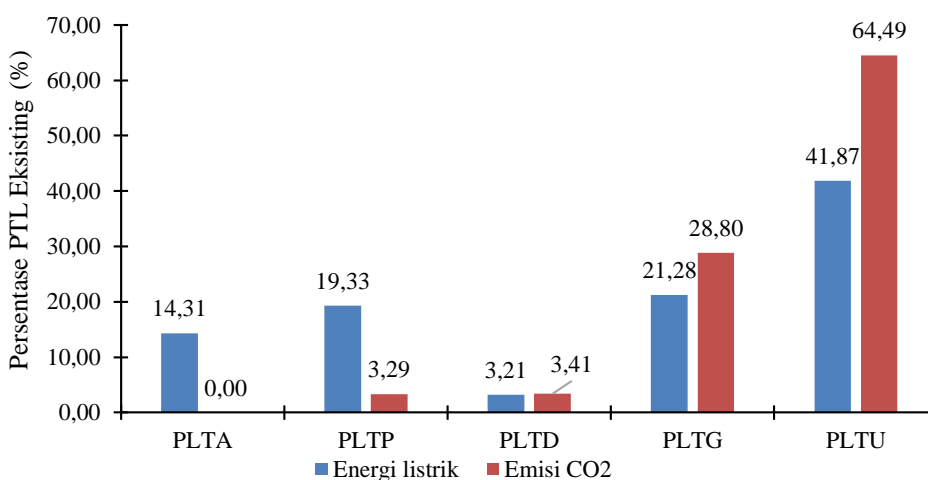
Jenis PL	Daya Mampu (MW)	Energi Listrik (MWh)	Emisi CO ₂ (tCO ₂ e)	Baseline (tCO ₂ e)	Reduksi (tCO ₂ e)
PLTA	117.6	1 016 064	-	817 931.52	(817 931.52)
PLTP	158.8	1 372 032	172 876.03	1 104 485.76	(931 609.73)
Non-Fosil (1)	276.4	2 388 096	172 876.03	1 922 417.28	(1 749 541.25)
PLTD	26.4	228 096	179 283.46	183 617.28	(4 333.82)
PLTG	174.8	1 510 272	1 513 292.54	1 215 768.96	297 523.58
PLTU	344	2 972 160	3 388 262.40	2 392 588.80	995 673.60
Fosil (2)	545.2	4 710 528	5 080 838.40	3 791 975.04	1 288 863.36
Total (1 dan 2)	821.6	7 098 624	5 253 714.43	5 714 392.32	(460 677.89)

Jenis bahan bakar yang digunakan pada pembangkit tenaga listrik di provinsi lampung dikategorikan atas dua jenis yaitu dari bahan bakar fosil (batubara, gas, dan HSD) dan non-fosil (air dan panas bumi). Hasil perhitungan menunjukkan bahwa kondisi saat ini penggunaan listrik dari bahan bakar fosil lebih tinggi yaitu 66.36% dibandingkan dengan pembangkit listrik dari bahan bakar non-fosil 33.64%. Pembangkit listrik dari bahan bakar fosil terdiri dari PLTU 41.87%, PLTG 21.28%, dan PLTD 3.21%, sedangkan pembangkit dari non-fosil PLTP 19.33% dan PLTA 14.31%. Persentase emisi CO₂ secara berurut, yaitu sebesar: PLTU 64.49%, PLTG 28.80%, PLTD 3.41%, PLTP 3.29%, dan PLTA tidak ada (0.0%).

Hasil penelitian menemukan bahwa reduksi emisi CO₂ yang dihasilkan oleh bahan bakar fosil melebihi baseline yang telah dihitung. PLTU dan PLTG menghasilkan emisi yang tinggi berdasarkan baseline, sedangkan PLTD, PLTA dan PLTP menghasilkan emisi di bawah baseline (Gambar 5).



Gambar 5 Hasil perhitungan emisi CO₂ pembangkit listrik eksisting

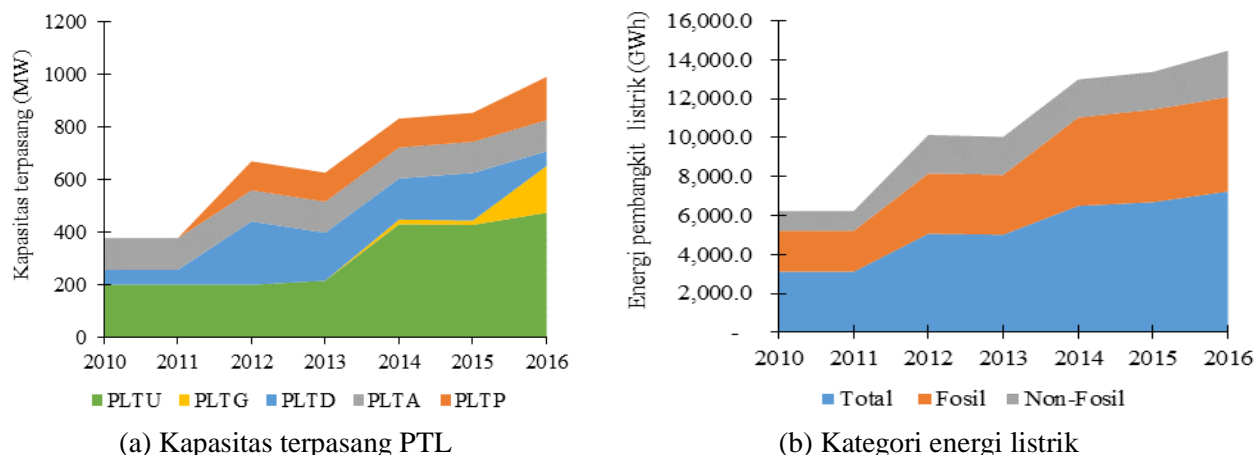


Gambar 6 Perbandingan persentase produksi energi listrik dan emisi CO₂ yang dihasilkan pembangkit listrik eksisting

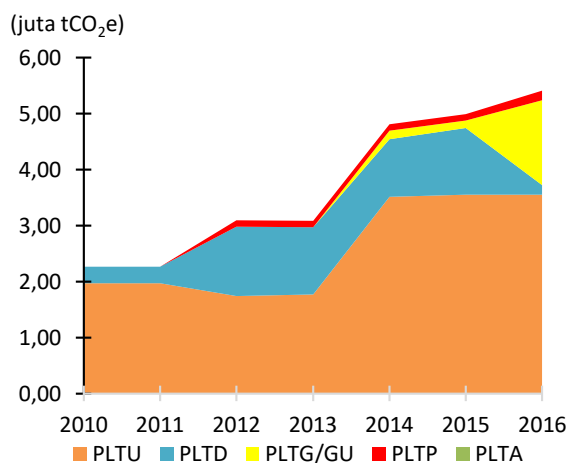
Hasil analisis perbandingan antara produksi energi dan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembangkit listrik eksisting disajikan pada Gambar 6. Hasil ini menunjukkan bahwa persentase emisi CO₂ terbesar PLTU 64.69% dan terendah PLTP 3.29%. Produksi energi PLTU 41.87% dan PLTP 19.33%.

Perkembangan kapasitas pembangkit tenaga listrik dari tahun 2010 sampai tahun 2016 disajikan pada Gambar 7. Perkembangan emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembangkit tenaga listrik sampai tahun 2016 disajikan pada Gambar 8. Kenaikan emisi CO₂ PLTU meningkat tajam pada rentang waktu 2013 ke 2014 sebesar 99.13% dan Emisi CO₂ dari PLTG pada rentang waktu 2015-2016 mengalami peningkatan sebesar 1048.5%. Hal tersebut disebabkan oleh penambahan kapasitas dengan pembangkit baru. Penurunan emisi CO₂ terjadi pada PLTD (9.59%) pada rentang 2015 ke 2016 seiring dengan pengurangan pembangkit dari PLTD dan penurunan daya mampu pembangkit tersebut.

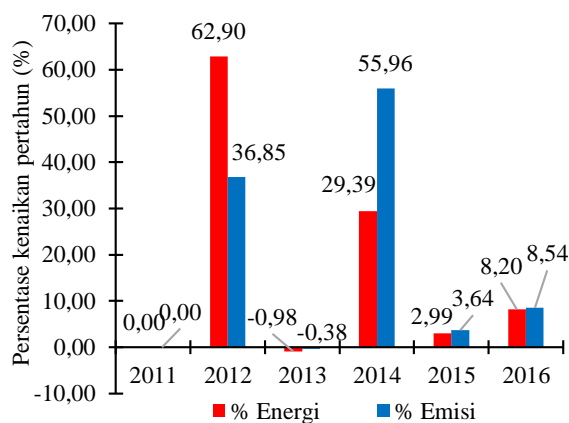
Perbandingan kenaikan produksi energi dan emisi CO₂ per tahun kurun waktu 2010 ke 2016 menunjukkan bahwa kenaikan produksi energi terbesar (62.90%) di tahun 2012 dan emisi naik sebesar 36.85%. Kenaikan ini dari penambahan kapasitas PLTD 184 MW dan pembangkit baru PLTP sebesar 110 MW. Hal sebaliknya terjadi di tahun 2014 kenaikan produksi energi 29.39% memberi kenaikan emisi 55.96%, hal ini dikarenakan penambahan kapasitas dari PLTU sebesar 99.07% (Gambar 9). Hal ini memberikan indikasi bahwa penggunaan PLTP lebih baik dari pada PLTU dalam upaya mengurangi penurunan emisi GRK.



Gambar 7 Perkembangan PTL di Provinsi Lampung 2010-2016
(Sumber: diolah dari data statistik PLN 2010-2016)



Gambar 8 Emisi CO₂ yang dihasilkan pembangkit tenaga listrik 2010-2016



Gambar 9 Perbandingan kenaikan produksi energi pertahun dan emisi CO₂ yang dihasilkan pembangkit tenaga listrik 2010-2016

Analisis Proyeksi Emisi CO₂ dari Pengembangan Pembangkit Tenaga Listrik

Analisis proyeksi dilakukan berdasarkan data kapasitas dan jenis pembangkit yang akan di kembangkan, yaitu data Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) Provinsi Lampung 2017-2026 (Tabel 4). Sebaran data kapasitas dan jenis pembangkit yang akan dikembangkan menunjukkan bahwa PLTP (63%) memiliki porsi lebih besar disusul pembangkit lainnya yaitu PLTM (33.2%), PLTG (23%), PLTA (9%), dan PLTBg (1%), PLTBm (1%) (Tabel 4). Berdasarkan kategori jenis bahan bakar pembangkit, maka pemanfaatan bahan bakar non-fosil (PLTP, PLTA, PLTM, dan PLTB lebih besar yaitu 77.20% sedangkan dari jenis pembangkit berbahan bakar fosil (PLTG) sebesar 22.80%.

Proyeksi kapasitas pembangkit periode 2017-2026 dihitung berdasarkan rencana penambahan kapasitas sebesar 877.2 MW dalam RUPTL dan kondisi kapasitas pembangkit tahun 2016 yaitu PLTP, PLTA, PLTG/GU, PLTD, dan PLTU masing-masing sebesar 158.8 MW, 117.6 MW, 174.8 MW, 26.4 MW, dan 360 MW (Tabel 5).

Hasil perhitungan energi listrik untuk periode 2017-2026 dengan asumsi operasional pembangkit 8640 jam per tahun di sajikan pada Gambar 9. Hasil proyeksi energi pada grafik menggambarkan bahwa PLTP memiliki peningkatan produksi yang cukup tinggi di tahun 2021 hingga ke tahun 2025. Akhir periode 2017-

2026 total kapasitas pembangkit sebesar 1711.8 MW yang akan menghasilkan energi listrik sekitar 14,815.87 GWh.

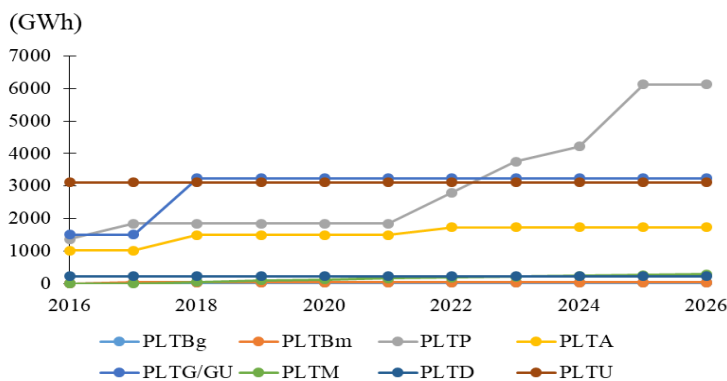
Tabel 4 Rencana penambahan kapasitas pembangkit listrik periode 2017-2026 Provinsi Lampung

No	Nama Proyek	Jenis	Asumsi Pengembang	Kapasitas (MW)	COD	Status
1	Terbanggi Ilir	PLTBg	IPP	3	2017	Rencana
2	Gunung Batin Baru	PLTBm	IPP	5	2017	PPA
3	Ulubelu #4	PLTP	IPP	55	2017	Konstruksi
4	Potensi tersebar	PLTBg	IPP	3	2017-2026	Potensi
5	Lampung Peaker	PLTG/GU	PLN	200	2018	Rencana
6	Semangka	PLTA	IPP	56	2018	Konstruksi
7	Besai #2	PLTA	-	27	2022	Rencana
8	Way Pintau	PLTM	IPP	3.2	2019	PPA
9	Potensi tersebar	PLTM	IPP	30	2017-2026	Potensi
10	Rajabasa	PLTP	IPP	220	2022-2025	Rencana
11	Wai Ratai	PLTP	IPP	55	2022	Rencana
12	Sekincau	PLTP	IPP	220	2025	Rencana
Jumlah				877.2		

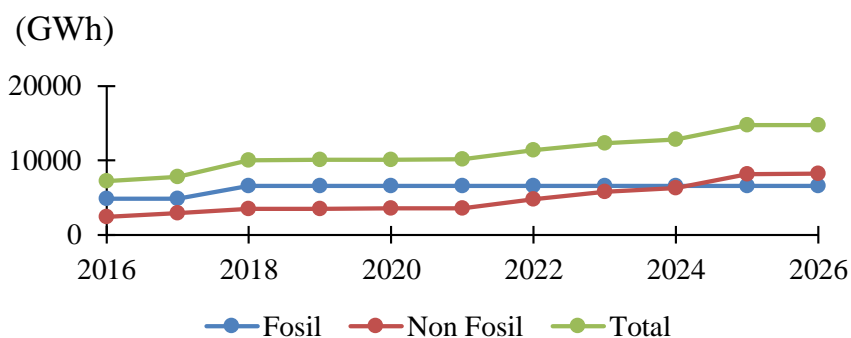
Sumber: (KESDM-c, 2017)

Tabel 5 Proyeksi kapasitas pembangkit listrik periode 2017-2026 Provinsi Lampung (MW)

Tahun	PLTBg	PLTBm	PLTP	PLTA	PLTG/GU	PLTM	PLTD	PLTU	Total
2016	-	-	158.8	117.6	174.8	-	26.4	360	837.6
2017	3	5	213.8	117.6	174.8	-	26.4	360	900.6
2018	3	5	213.8	173.6	374.8	6	26.4	360	1162.6
2019	3	5	213.8	173.6	374.8	12.2	26.4	360	1168.8
2020	3	5	213.8	173.6	374.8	15.2	26.4	360	1171.8
2021	3	5	213.8	173.6	374.8	18.2	26.4	360	1174.8
2022	3	5	323.8	200.6	374.8	21.2	26.4	360	1314.8
2023	3	5	433.8	200.6	374.8	24.2	26.4	360	1427.8
2024	3	5	488.8	200.6	374.8	27.2	26.4	360	1485.8
2025	3	5	708.8	200.6	374.8	30.2	26.4	360	1708.8
2026	6	5	708.8	200.6	374.8	33.2	26.4	360	1711.8



Gambar 9. Produksi energi listrik periode 2016-2026



Gambar 10 Produksi energi listrik berdasarkan kategori jenis bahan bakar pembangkit periode 2016-2026

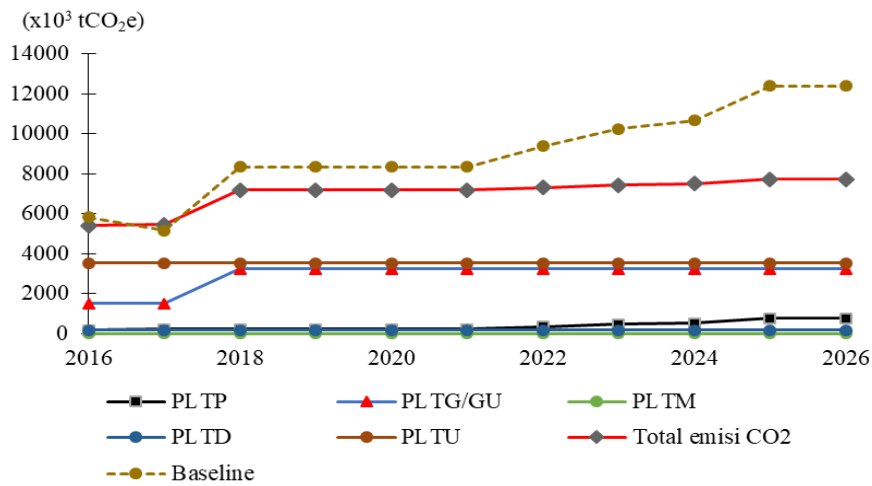
Berdasarkan kategori jenis bahan bakar yang digunakan oleh pembangkit, maka peningkatan produksi energi dari pembangkit berbahan bakar non-fosil cukup tinggi (129.1%) pada rentang waktu tahun 2021 ke tahun 2025 yaitu bertambah sebesar 4613.76 GWh, sedangkan produksi energi listrik dari bahan bakar fosil mengalami peningkatan (35.6%) yaitu bertambah 1728 GWh periode 2017-2018 (Gambar 10). Peningkatan ini terjadi akibat dari peningkatan kapasitas pembangkit dari PLTP, hal tersebut disebabkan oleh beroperasinya pembangkit PLTP yang baru pada rentang waktu tersebut.

Proyeksi emisi CO₂ pada periode 2017-2026 cukup tinggi berasal dari PLTU dan PLTG/GU. yang mengalami kenaikan seiring dengan penambahan kapasitas pada pembangkit PLTG sebesar 200 MW (Gambar 11). PLTA, PLTBg, dan PLTBm memiliki nilai emisi CO₂ sama dengan Nol, sehingga yang memberi sumbangan emisi CO₂ pada pembangkit listrik di Provinsi Lampung kategori non-fosil adalah PLTP. Hasil perhitungan proyeksi emisi CO₂ disajikan pada Tabel 6. Total emisi di tahun 2006 sebesar 7741.5x10³ tCO₂e.

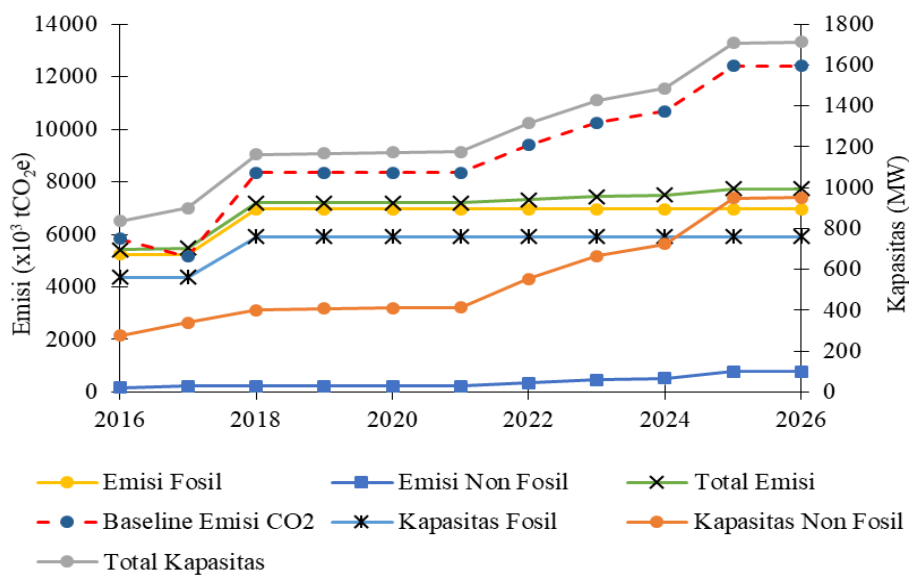
Penambahan kapasitas pada tahun 2018 dari bahan bakar fosil (PLTG/GU) sebesar 114.42% memberikan dampak kenaikan secara signifikan pada total emisi sebesar 31.64% dan baseline emisi CO₂ sebesar 61.45%. Sedangkan penambahan kapasitas pada rentang waktu 2021-2025 dari bahan bakar non-fosil (PLTP, PLTA, dan PLTM) sebesar 45.45% hanya memberikan kenaikan emisi CO₂ sebesar 7.48% dan baseline emisi CO₂ sebesar 76.68% (Gambar 12).

Tabel 6 Hasil perhitungan proyeksi emisi CO₂ pembangkit listrik periode 2017-2026 Provinsi Lampung (x10³ tCO₂e)

Tahun	PLTP	PLTG/GU	PLTD	PLTU	Fosil	Non Fosil	Total Emisi	Total Baseline
2016	172.9	1513.3	179.3	3545.9	5238.4	172.9	5411.3	5825.7
2017	232.8	1513.3	179.3	3545.9	5238.4	232.8	5471.2	5165.5
2018	232.8	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	232.8	7202.6	8339.9
2019	232.8	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	232.8	7202.6	8339.9
2020	232.8	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	232.8	7202.6	8339.9
2021	232.8	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	232.8	7202.6	8339.9
2022	352.5	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	352.5	7322.4	9389.2
2023	472.3	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	472.3	7442.1	10 250.6
2024	532.1	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	532.1	7502.0	10 681.4
2025	771.6	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	771.6	7741.5	12 404.3
2026	771.6	3244.7	179.3	3545.9	6969.9	771.6	7741.5	12 404.3



Gambar 11 Proyeksi emisi CO₂ yang dihasilkan oleh masing-masing pembangkit periode 2016-2026



Gambar 12 Proyeksi pengembangan kapasitas pembangkit dan Proyeksi emisi CO₂ periode 2016-2026

Hasil analisis sebelumnya menunjukkan bahwa pembangkit yang saat ini digunakan di Provinsi Lampung berpotensi menghasilkan emisi adalah PLTU, PLTG/GU, PLTD, dan PLTP. Perbandingan emisi CO₂ yang dihasilkan oleh empat jenis pembangkit tersebut pada kapasitas yang sama menempatkan PLTU sebagai penghasil emisi CO₂ tertinggi yaitu 37.33%, kemudian PLTG/GU (32.81%), PLTD (25.74%), dan PLTP (4.13%).

Perbandingan proyeksi emisi CO₂ dari pengembangan pembangkit tenaga listrik di Provinsi Lampung dan nasional disajikan dalam Tabel 7. Terjadi penurunan persentase emisi CO₂ sebesar 0.44% dari 2.47% pada tahun 2017 menjadi 2.03% pada tahun 2026. Hal ini disebabkan karena pengembangan pembangkit dengan penambahan kapasitas daya didominasi oleh PLTP (62,7%). Sumber emisi terbesar pada tahun 2026 adalah dari PLTU (44.7%) dan PLTG (42.8%). Kenaikan emisi CO₂ pada skala nasional cukup tinggi yaitu 73.49%, sumber emisi terbesar (80.97%) dari penggunaan bahan bakar batubara (KESDM-c, 2017).

Salah satu langkah yang dapat dilakukan dalam mengurangi emisi tersebut yaitu melakukan substitusi jenis pembangkit. PLTD, PLTG, dan PLTU dalam periode proyeksi tersebut memungkinkan untuk disubstitusi ke pembangkit lainnya dari sumber non-fosil dengan demikian dapat menurunkan persentase emisi CO₂ sebesar 90.04%. Melihat potensi panas bumi yang dimiliki saat ini yaitu sebesar 2867 MW (Tabel 8), maka peluang yang memungkinkan adalah PLTP dengan model *Wellhead Geothermal Power Plant* (WGPP). WGPP adalah terobosan dalam mempercepat pemanfaatan panas bumi untuk menghasilkan energi listrik (Saitet and Kwambai, 2015). Pembangkit listrik panas bumi konvensional menerapkan sistem power generation yang terpusat, yaitu satu *power house* di suplay uap oleh beberapa sumur produksi di beberapa titik lokasi yang berbeda dan memiliki jarak yang cukup jauh dari *power house*. Sistem konvensional tersebut membutuhkan waktu yang cukup lama yaitu 1-7 tahun untuk sampai pada tahap beroperasi (COD) dan biaya investasi yang cukup besar (Geirdal *et al.* 2013).

Pengurangan emisi CO₂ tertuang dalam dokumen *Nationally Determined Contribution* (NDC) menyatakan kontribusi nasional dalam pendalian perubahan iklim untuk mengurangi 29% dengan kemampuan sendiri (*unconditional*) hingga 41% dengan dukungan internasional (*conditional*) dibandingkan dengan tanpa ada aksi (*business as usual*) pada tahun 2030. Persen total emisi pada 2030 untuk mencapai target pembatasan kenaikan suhu bumi tidak melebihi 2 derajat. Pencapaian target ini melalui penurunan emisi GRK sektor kehutanan (17.2%), energi (11%), pertanian (0.32%), industri (0.10%), dan limbah (0.38%) pada tahun 2030 mendatang (KESDM-a, 2016). Penurunan emisi GRK dari sektor energi sebesar 314 juta tCO₂e merupakan target yang harus dicapai hingga tahun 2030. Emisi GRK dari sektor energi bersumber dari energi sektoral yaitu transportasi, industri, rumah tangga, komersial, listrik, dan lainnya.

Proyeksi emisi gas rumah kaca dari sektor energi pada tahun 2030 dibuat dalam dua kondisi, yaitu *Business as Usual* (BaU) dan dengan skenario pengembangan (Gambar 13 dan 14). Kondisi BaU adalah kondisi pengembangan yang tidak dilakukan aksi mitigasi. Sedangkan dengan skenario pengembangan mempertimbangkan faktor mitigasi penurunan emisi GRK sesuai dengan yang tertuang dalam dokumen NDC terutama dari sector kelistrikan, yaitu pengurangan bahan bakar fosil dan lebih banyak menggunakan bahan bakar non-fosil.

Berdasarkan data proyeksi emisi CO₂ pada pengembangan energi listrik di Provinsi Lampung periode 2017-2026, maka dilakukan pemodelan matematik untuk memproyeksikan emisi CO₂ hingga tahun 2030, hasil proyeksi disajikan pada Gambar 15. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa pada tahun 2030 terjadi penurunan emisi GRK sebesar 303.06 juta tCO₂e dengan skenario pengembangan. Persentase emisi dari pembangkit tenaga listrik Lampung terhadap skenario pengembangan adalah 1.29% dan terhadap kondisi BaU sebesar 1.05% (Tabel 9).

Tabel 7. Persentase emisi CO₂ PTL Provinsi Lampung terhadap PTL Nasional

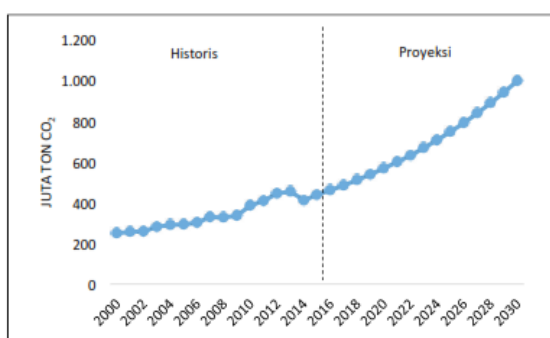
Tahun	PTL Nasional (juta tCO ₂ e)	PTL Lampung (juta tCO ₂ e)	Persentase (%)
2017	215	5.31	2.47
2026	373	7.58	2.03
Kenaikan	158 73.49%	2.27 42.75%	

Sumber: (KESDM-a 2017)

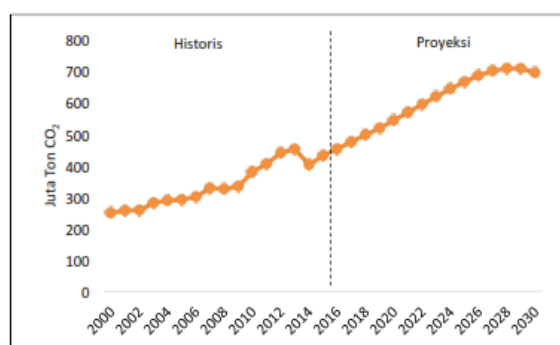
Tabel 8 Data potensi panas bumi di Provinsi Lampung

No.	Lokasi	Kabupaten/ Kota	Sumberdaya (MW)		Cadangan (MW)		Total Potensi (MW)
			Spekulatif	Hipotesis	Terduga	Terbukti	
1	Way Umpu	Way Kanan	100	-	-	-	100
2	Purunan	Lampung Barat	25	-	-	-	25
3	Bacingot	Lampung Barat	225	-	-	-	225
4	Suoh - Sekincau	Lampung Barat	430	-	230	-	660
5	Fajar Bulan	Lampung Barat	100	-	-	-	100
6	Danau Ranau	Lampung Barat	-	185	210	-	395
7	Natar	Lampung Selatan	25	-	-	-	25
8	Way Panas	Tanggamus	-	300	-	240	540
9	Sukamaju	Bandar Lampung	225	-	-	-	225
10	Way Ratai	Pesawaran	-	194	105	-	299
11	Gn. Rajabasa	Lampung Selatan	182	-	91	-	273
Jumlah			1312	679	636	240	2867

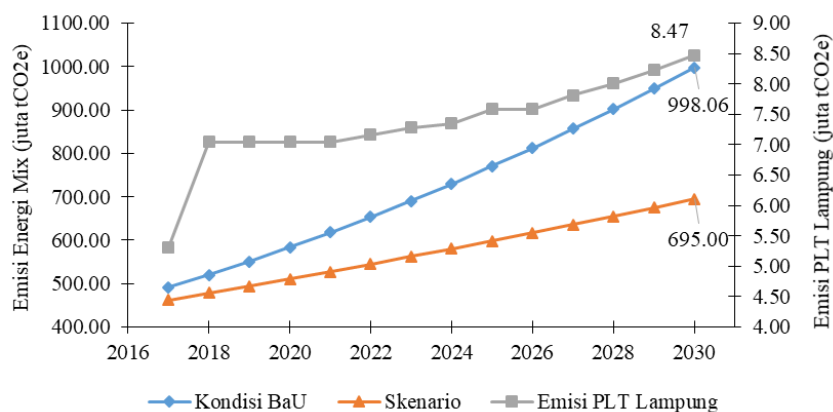
Sumber: (KESDM-bc, 2017)



Gambar 13 Proyeksi emisi gas rumah kaca kondisi BaU (KESDM-a 2017).



Gambar 14 Proyeksi emisi gas rumah kaca skenario pengembangan (KESDM-a 2017).



Gambar 15 Proyeksi emisi gas rumah kaca kondisi BaU dan skenario pengembangan (diolah dari data KESDM-a (2017))

Tabel 9 Proyeksi emisi GRK dari sektor energi mix dan emisi dari pembangkit tenaga listrik di Provinsi Lampung 2017-2030 (juta tCO₂e)

Tahun	Kondisi BaU	Skenario Pengembangan	Proyeksi Emisi PTL Lampung	% PTL terhadap BaU	% PTL terhadap skenario
2017	491.29	462.44	5.31	1.08	1.15
2018	520.38	478.20	7.05	1.35	1.47
2019	551.12	494.31	7.05	1.28	1.43
2020	583.50	510.78	7.05	1.21	1.38
2021	617.54	527.60	7.05	1.14	1.34
2022	653.23	544.78	7.16	1.10	1.32
2023	690.56	562.31	7.28	1.05	1.30
2024	729.54	580.20	7.34	1.01	1.27
2025	770.17	598.44	7.58	0.98	1.27
2026	812.45	617.04	7.58	0.93	1.23
2027	856.38	636.00	7.81	0.91	1.23
2028	901.96	655.31	8.01	0.89	1.22
2029	949.19	674.98	8.23	0.87	1.22
2030	998.06	695.00	8.47	0.85	1.22

KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. PLTP Ulubelu Unit 1 dengan daya keluaran 54.17 MW menghasilkan Emisi CO₂ sebesar 56 898.02 tCO₂e. Faktor emisi CO₂ pembangkit listrik panas bumi sebesar 0.126 tCO₂e/MWh. Baseline emisi CO₂e terhitung sebesar 381 987.76 tCO₂e dan tingkat emisi CO₂ yang dapat direduksi sebesar 84.32% dari baseline atau sebesar 322 091.51 tCO₂e.
2. Total emisi CO₂ yang dihasilkan dari pembangkit eksisting PLTU, PLTD, PLTG, PLTA, dan PLTP sebesar 5 253 714.43 (tCO₂e) dari total kapasitas daya mampu 821.6 MW dan total produksi energi 7 098 624 MWh. Hasil ini menunjukkan bahwa persentase emisi CO₂ terbesar adalah PLTU 64.69% dan terendah PLTP 3.29%. Produksi energi PLTU 41.87% dan PLTP 19.33%.

3. Proyeksi emisi CO₂ hingga 2026 dari pembangkit PLTBg, PLTBm, PLTP, PLTA, PLTM, PLTG/GU, PLTD, PLTU sebesar 7 741 500.00 tCO_{2e}. PLTP memiliki tambahan kapasitas paling besar dalam pengembangan energi listrik periode 2017-2026 sebesar 550 MW (41.4%) dengan emisi yang dihasilkan 771 600 tCO_{2e} (9.97%).
4. Persentase emisi pembangkit tenaga listrik di Provinsi Lampung terhadap target penurunan emisi GRK dengan skenario pengembangan adalah 1.29% dan dengan kondisi BaU sebesar 1.05%.

DAFTAR PUSTAKA

- [BAPPENAS] Badan Perencanaan Pembangunan Nasional. 2014. Pedoman Teknis Perhitungan Baseline Emisi Gas Rumah Kaca Sektor Berbasis Energi. Jakarta: Badan Perencanaan Pembangunan Nasional.
- [ESMAP] Energy Sector Management Assistance Program. 2016. Greenhouse Gases From Geothermal Power Production. Energy Sector Management Assistance Program. The World Bank Group. Technical Report 009/16, pp. 2-9.
- [KESDM-a] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2016. Data Inventory Emisi GRK Sektor Energi. Pusat Data dan Teknologi Informasi. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- [KESDM-b] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2017. Potensi Panas Bumi Indonesia Jilid 1. Direktorat Panas Bumi, Ditjen EBTKE dan Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi, Badan Geologi. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- [KESDM-c] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2017. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) Tahun 2017 s.d. 2026. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- [KESDM-d] Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2017. Faktor Emisi GRK Sistem Interkoneksi Ketenagalistrikan Tahun 2015. <http://www.djk.esdm.go.id>. [6 Maret 2018]
- [MENLHK] Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan. 2018. Nationally Determined Contribution (NDC) Pertama Republik Indonesia. Direktorat Jenderal Pengendalian Perubahan Iklim. Jakarta: Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan. http://ditjenppi.menlhk.go.id/reddplus/images/resources/ndc/terjemahan_NDC.pdf [15 Maret 2018]
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2010. Statistik PLN 2009. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2011. Statistik PLN 2010. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2012. Statistik PLN 2011. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2013. Statistik PLN 2012. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2014. Statistik PLN 2013. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2015. Statistik PLN 2014. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2016. Statistik PLN 2015. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [PLN] Perusahaan Listrik Negara. 2017. Statistik PLN 2016. PT PLN (Persero). Jakarta: Perusahaan Listrik Negara.
- [UNDP] United Nations Development Program. 2007. Indonesia: Microturbine Cogeneration Technology Application Project (MCTAP). Jakarta: United Nations Development Program.
- [UNFCCC] United Nations Framework Convention on Climate Change. 2016. Clean Development Mechanism CD Methodology Booklet. UNFCCC.
- [WEC] World Energy Council. 2016. World Energy Resources 2016 Summary.

https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources_Report_2016.pdf

- Amponsah NY, Troldborg M, Kington B, Aalders I, Hough RI. 2014. Greenhouse gas emissions from renewable energy sources: A review of lifecycle considerations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 39: 461–475.
- Aneke M, Agnew B, Underwood C. 2011. Performance analysis of the Chena binary geothermal power plant. *Applied Thermal Engineering*. 31: 1825–1832.
- Ármannsson H, Fridriksson T, Kristjánsson BR. 2005. CO₂ emissions from geothermal power plants and natural geothermal activity in Iceland. *Geothermics*. 34:286–296.
- Barbier E. 2002. Geothermal Energy Technology and Current Status: An Overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 6:3–65.
- Bastianoni S, Marchi M, Caro D, Casprini P, Pulselli FM. 2014. The connection between 2006 IPCC GHG inventory methodology and ISO 14064-1 certification standard - A reference point for the environmental policies at sub-national scale. *Environmental Science and Policy*. 44: 97–107.
- Bertani R and Thain I. 2002. Geothermal power generating plant CO₂ emission survey. *IGA News*. 49:1-3.
- Bloomfield KK, Moore JN, Neilson RN. 2003. Geothermal energy reduces greenhouse gases. *Geothermal Resources Council Bulletin*. 32: 77–79.
- DiPippo R. 2015. Geothermal power plants: Evolution and performance assessments. *Geothermics*. 53:291–307.
- DiPippo R. 2016. *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. 3rd ed. Weford N., editor. Oxford: Butterworth-Heinemann, Elsevier.
- Fridriksson T, Merino AM, Orucu AY, Audinet P. 2017. Greenhouse Gas Emissions from Geothermal Power Production. Proceedings, 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. California: Stanford University, Stanford.
- Ganjehsarabi H, Gungor A, Dincer I. 2012. Exergetic performance analysis of Dora II geothermal power plant in Turkey. *Energy*. 46:101–108.
- Geirdal CAC, Gudjonsdottir MS, Jensson P. 2013. Economic Comparison between A Well-Head Geothermal Power Plant and a Traditional Geothermal Power Plant. In: Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. California: Stanford.
- Goldstein B, Hiriart G, Bertani R, Bromley C, Gutiérrez-Negrín L, Huenges E, Muraoka H, Ragnarsson A, Tester J, Zui V. 2011. Geothermal Energy. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. pp. 401–436.
- Holm A, Jennejohn D, Blodgett L. 2012. Geothermal Energy and Greenhouse Gas Emissions. Geothermal Energy Association GEA. Report November 2012. http://geo-energy.org/reports/GeothermalGreenhouseEmissionsNov2012GEA_web.pdf [5 Februari 2017]
- Lund JW, Freeston DH, Boyd TL. 2011. Geothermics Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. *Geothermics*. 40: 159–180.
- Mulyanto A, Puspadianti JP, Giriarmo and Hartanto DB. 2015. The Initial-State Geochemistry as a Baseline for Geochemical Monitoring at Ulubelu Geothermal Field, Indonesia. In: Proceedings World Geothermal Congress, 19-25 April 2015. Melbourne, Australia, pp. 2–6.
- Nasruddin MI, Alhamid Y, Daud A, Surachman A, Sugiyono HB, Aditya, Mahlia TMI. 2016. Potential of geothermal energy for electricity generation in Indonesia: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 53:733–740.
- Ozcan NY, Gokcen G. 2009. Thermodynamic assessment of gas removal systems for single-flash geothermal power plants. *Applied Thermal Engineering*. 29:3246–3253.
- Pambudi NA. 2018. Geothermal power generation in Indonesia, a country within the ring of fire: Current status, future development and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 81:2893–2901.
- Saitet D, Kwambai C. 2015. Wellhead Generating Plants : KenGen Experience. In: World Geothermal Congress, 19-25 April 2015. Melbourne, Australia, pp. 1–6.
- Vorum M, Fritzler EA. 2000. Comparative Analysis of Alternative Means for Removing Noncondensable

Alimuddin, Tambunan AH, Machfud, Novianto A

Gases from Flashed-Steam Geothermal Power Plants April 1999 - March 2000. NREL/SR-550-28329. National Renewable Energy Laboratory. Colorado.

Zarrouk SJ, Moon H. 2014. Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics*. 51: 142–153.