



## DOKUMEN RANCANGAN AKSI MITIGASI (DRAM)

### A. Penjelasan tentang aksi yang diusulkan

#### A.1. Judul kegiatan

Konversi Dari Pembangkit *Single Cycle* Menjadi *Combined Cycle (Add On)* PLTGU Grati Blok 2

#### A.2. Penjelasan umum aksi dan teknologi yang diterapkan

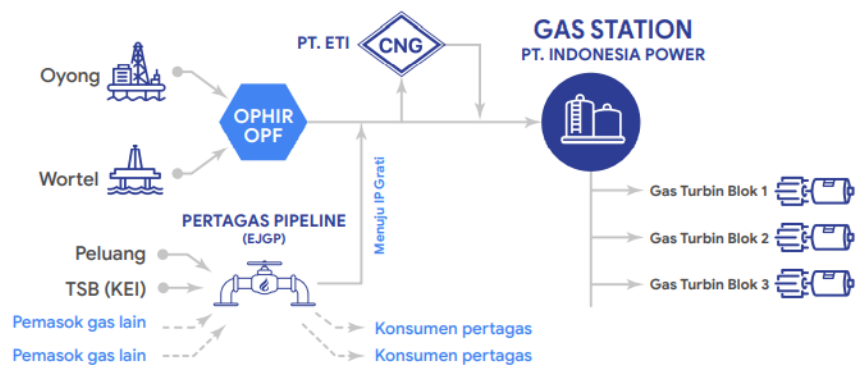
Status Kegiatan	<i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 mulai beroperasi sejak <i>Commercial Operation Date</i> (COD) pada 30 Juli 2020 hingga saat pengajuan validasi DRAM kegiatan sedang berjalan. Direncanakan <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 beroperasi hingga tahun 2055.
Tujuan Umum	<i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 dibangun atas dasar meningkatnya kebutuhan listrik pada sistem Jamali yang mengalami pertumbuhan rata – rata 4,84% pada periode tahun 2021-2023. Pembangunan <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 ini dilakukan dengan menambah unit <i>Heat Recovery Steam Generator</i> (HRSG) dan <i>Steam Turbine</i> (ST) Doosan Skoda DST-S10-5CA1 untuk memanfaatkan gas buang dari proses 3 unit <i>Gas Turbine</i> (GT) Mitsubishi MW-701D. Dengan aksi ini akan meningkatkan kapasitas terpasang pembangkit blok 2 dari 302,25 MW menjadi 497,25 MW. Penggunaan teknologi HRSG akan mengurangi emisi gas rumah kaca (GRK) karena produksi listrik dari ST tidak menghasilkan emisi GRK.
Tujuan Khusus dan Deskripsi Aksi	<i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 menggunakan bahan bakar gas alam dan teknologi yang saat ini dipasok dari sumur gas yang berada di wilayah Jawa Timur yang dikelola oleh Medco Energi Sampang Pty. Ltd., Kangean Energy Indonesia Ltd., dan PT Inti Alasindo Energy. Pada awalnya Blok 2 beroperasi secara <i>single cycle</i> sejak tahun 2002 dimana gas buang dari GT langsung dibuang ke udara dengan temperatur gas buang sebesar 500 °C. Temperatur gas buang masih tinggi dan dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi untuk memanaskan air di HRSG yang menghasilkan uap untuk menggerakkan ST dan menghasilkan listrik. Pemanfaatan teknologi ini merubah sistem dari <i>single cycle</i> menjadi <i>combined cycle</i> . Dalam aksi mitigasi ini, gas buang dari 3 unit GT (GT 2.1, GT 2.2, GT 2.3)

dimanfaatkan untuk sumber energi HRSG 2.1, HRSG 2.2 dan HRSG 2.3. Dari 3 unit HRSG ini menghasilkan uap yang disalurkan ke 1 unit ST 2.0 sehingga meningkatkan kapasitas terpasang sebesar 195 MW.

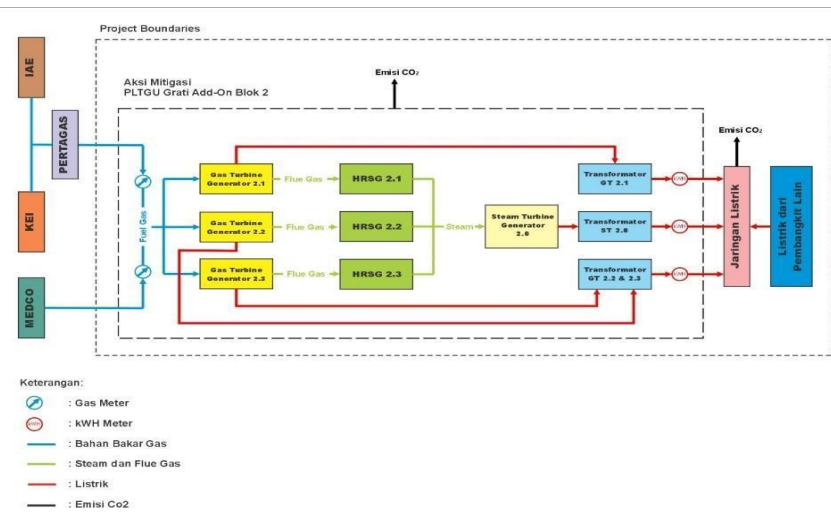
Seluruh produksi listrik netto *Add On* PLTGU Grati Blok 2 menyuplai kebutuhan listrik di sistem 150 kV yang terhubung ke sistem Jamali 500 kV.

Hingga tahun 2023 *Add On* PLTGU Grati Blok 2 sudah menyuplai listrik sebesar 5.275,97 GWh. Sesuai dengan dokumen *Feasibility Study Of Add On Grati Power Plant* umur ekonomis *Add On* PLTGU Grati Blok 2 adalah 20 tahun.

Dengan adanya konversi *combine cycle* ini secara signifikan dapat meningkatkan produksi listrik dengan pemakaian bahan bakar yang sama, sehingga dapat meningkatkan efisiensi sistem dari 24,06% menjadi 38,70%. Secara teknis efisiensi *combined cycle* dapat mencapai 42,26%, namun realisasinya lebih rendah karena adanya pengaturan beban oleh Unit Induk Pusat Pengatur Beban (UIP2B). Realisasi pasokan gas ke *Add On* PLTGU Grati Blok 2 sebesar 42 BBTU (tidak menggunakan bahan bakar LNG)



Gambar 01. Aliran gas dari sumur supplier sampai ke pembangkit



Gambar 02. Flow Proses dan Batasan Aksi Mitigasi *Add On* PLTGU Grati Blok 2

	<p>Spesifikasi Peralatan utama PLTGU Grati Blok 2:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gas Turbin Manufacture : Mitsubishi Type : Mitsubishi MW-701 D</li> <li>2. Generator Gas Turbin Manufacture : Siemens Type : Siemens TLRI 108/36</li> <li>3. HRSG Manufacture : CMI Type : Vertical Flow</li> <li>4. Steam Turbin Manufacture : Doosan Skoda Power Model : DST-S10-5CA1 Type : Single casing, Double shell condensing without reheat turbin</li> </ol>
--	---

### A.3. Identitas Peserta Skema SPEI

Organisasi/Entitas	PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati
Jenis Organisasi/Entitas	BUMN (Sektor Pembangkit Listrik)
Peran dalam Aksi Mitigasi	Pemilik Aksi Mitigasi, sekaligus berperan sebagai pengelola aksi mitigasi
Bagian Kepemilikan SPE-GRK:	100%
Nama perwakilan	Erwin Andy Herlambang
Jabatan	Senior Manager (PT. PLN Indonesia Power PLTGU Grati)
Telepon	(0343) 413582, 413583
Email	lingkungan.grati@gmail.com
Website	www.plnindonesiapower.co.id
Alamat	Jl. Raya Surabaya - Probolinggo KM. 73 PO.Box 11, Grati 67184 Desa Wates, Kec. Lekok Kab. Pasuruan
Kecamatan	Lekok
Kota	Pasuruan
Provinsi	Jawa Timur
Kode Pos	67184

#### A.4. Identitas Perwakilan dan Narahubung

Organisasi	PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati
Nama lengkap	Suryanto Arifin
Jabatan	Manager Environment Management I PLN Indonesia Power Head Office
Handphone	08158186994
Email	suryanto.arifin@plnindonesiapower.co.id

#### A.5. Lokasi aksi mitigasi, termasuk koordinat lintangnya

Kelurahan / Desa	Wates
Kecamatan	Lekok
Kota/Kabupaten	Pasuruan
Provinsi	Jawa Timur
Kode Pos	67184
Longitude/Latitude	7°39'05.3"S dan 113°01'29.3"E atau (-7.651472; 113.024806)

#### A.6. Durasi Proyek

Tanggal Mulai Durasi Proyek	01 Januari 2021
Durasi Proyek yang Dipilih	7 tahun (keterangan : bisa diperbarui)

#### A.7. Kontribusi untuk Pembeli Kredit GRK:

Semua reduksi emisi Gas Rumah Kaca merupakan milik PT PLN Indonesia Power
---

#### A.8. Analisa *Additionality*

Tanggal mulai aksi mitigasi	COD pada 30 Juli 2020
Apakah aksi mitigasi ini diwajibkan oleh kebijakan pemerintah?	Tidak Diwajibkan
Hambatan pelaksanaan	<p><u>Infrastructure Barrier</u></p> <p>1. Add On PLTGU Grati Blok 2 didesain menggunakan bahan bakar gas bumi dan HSD. Alokasi gas bumi saat ini sekitar 48 BBTUD, sedangkan untuk kebutuhan beban maksimal sebesar 90 BBTUD. Capacity Factor (CF)</p>

	<p>PLTGU Grati Blok 2 saat ini rendah karena tergantung pada permintaan/dispatch dari UIP2B sebagai pengelola sistem kelistrikan di Jawa Madura Bali (JAMALI). Sehingga kontrak gas bumi yang dialokasikan untuk kebutuhan sistem adalah gas dengan skema TAP (<i>Take and Pay</i>) dengan harga yang lebih mahal dibandingkan dengan skema TOP (<i>Take or Pay</i>). Harga gas dari supplier PLTGU Grati dengan skema TOP sesuai PJBG (Perjanjian Jual Beli Gas) dan KEPMEN adalah \$6,5 untuk Medco serta harga gas KEI sebesar \$7,44 (setelah ditambah <i>toll fee</i> sebesar \$0,94). Sedangkan harga gas IAE dengan skema TAP sebesar \$7,95. Dengan perubahan skema TOP menjadi TAP terdapat selisih harga gas antara \$0,51 (jika dibandingkan acuan harga \$7,44) atau hingga \$1,45 (jika dibandingkan acuan harga \$6,5). Hal ini berdampak pada harga Listrik atau BPP (Biaya Pokok Produksi) Listrik yang lebih mahal. Pengoperasian PLTGU Grati Add On dengan BPP tinggi sangat dimungkinkan apabila terjadi phase down PLTU batu bara untuk mencapai target Net Zero Emission sektor pembangkit listrik pada tahun 2030. Diestimasi hasil penerimaan karbon (dari unit SPE nantinya) dapat mengurangi hambatan ini, dengan lebih meringankan beban biaya operasional pembangkit.</p> <p>2. PLTGU Grati <i>Add On Blok 2</i> adalah proyek penambahan kapasitas produksi dengan memanfaatkan gas buang untuk memproduksi uap air/<i>steam</i> yang akan menghasilkan Listrik dari <i>Steam Turbin</i> (ST). Proses kondensasi <i>steam</i> dipengaruhi oleh kinerja sistem pendingin air laut pada <i>condenser</i>. Gangguan yang kerap terjadi adalah sedimentasi atau gangguan aliran air laut karena endapan air laut saat level air laut rendah. Selain itu juga jumlah ubur-ubur yang berlimpah (<i>blooming</i>) pada peralihan musim yang menyebabkan hambatan pada filter di area water intake sehingga terjadi derating atau trip pada <i>Steam Turbin</i>. Diestimasi hasil penerimaan karbon (dari unit SPE nantinya) dapat meringankan beban operasional pembangkit, melalui pembiayaan kerja tersebut yang lebih baik, akan efektif menangani permasalahannya.</p>
--	---

#### A.9. Lain-lain

--

## B. Penerapan metodologi yang telah disetujui

### B.1. Pemilihan Metodologi

Judul metodologi	Konversi dari pembangkit <i>single cycle</i> menjadi <i>combined cycle</i>
Jenis metodologi yang digunakan	Referensi : SK Dirjen No. SK.38/PPI/IGAS/PPI.2/11/2020 yang ditetapkan oleh Direktorat Jendral Pengendalian Perubahan Iklim KLHK.
Nomor metodologi	MSEP-008 yang ditetapkan tanggal 20 November 2020

### B.2. Kriteria/persyaratan dari metodologi yang digunakan

No.	Kriteria kelayakan penerapan metodologi	Pelaksanaan oleh Peserta Skema SPEI
Kriteria 1	unit-unit pembangkit mempunyai data historis operasi sedikitnya 1 (satu) tahun tanpa major retrofit, dan sedikitnya satu unit pembangkit mempunyai data historis operasi lebih dari 3 (tiga) tahun tanpa major retrofit;	PLTG Grati Blok 2 Single Cycle beroperasi sejak tahun 2002. Dan sudah memiliki data histori operasi lebih dari 3 (tiga) tahun. Tidak terdapat perubahan besar dalam kegiatan pemeliharaan ataupun perbaikan unit.
Kriteria 2	jika satu unit pembangkit mempunyai data historis operasi kurang dari 3 (tiga) tahun, semua unit pembangkit aksi mitigasi didisain dan diujikan untuk beroperasi dalam single cycle. Ini harus dibuktikan oleh peserta aksi mitigasi dengan memberikan dokumen yang relevan, seperti diagram proses asli dan skema dari konstruksi pembangkit, izin-izin, dan/atau dilakukan pengecekan di lokasi sebelum implementasi dari aksi mitigasi;	PLTG Grati Blok 2 Single Cycle beroperasi sejak tahun 2002. Dan sudah memiliki data histori operasi lebih dari 3 (tiga) tahun.
Kriteria 3	selama 3 (tiga) tahun terakhir sebelum implementasi dari aksi mitigasi dan selama pelaksanaan aksi mitigasi, unit-unit pembangkit aksi mitigasi hanya menggunakan jenis bahan bakar sebagai berikut: a) bahan bakar fosil; dan/atau b) campuran dari bahan bakar fosil dan bahan bakar nabati, dimana pencampuran bahan bakar nabati dalam bahan bakar fosil di luar kontrol pelaksana aksi mitigasi (seperti adanya	Selama 3 tahun terakhir pengoperasian PLTG Grati sebelum adanya aksi mitigasi ( <i>single cycle</i> ) menggunakan bahan bakar gas alam sebagai bahan bakar utama dan HSD hanya sebagai penunjang. Selama pelaksanaan aksi mitigasi ( <i>combined cycle</i> ) bahan bakar yang digunakan juga berupa gas alam sebagai bahan bakar utama dan HSD sebagai bahan bakar penunjang.

	aturan wajib untuk mencampurkan biodiesel dengan bahan bakar minyak atau biogas dengan bahan bakar gas). Tetapi, penggunaan bahan bakar nabati tidak termasuk dalam metodologi ini.	
Kriteria 4	jenis bahan bakar fosil yang digunakan oleh unit pembangkit aksi mitigasi juga digunakan selama 3 (tiga) tahun terakhir sebelum implementasi aksi mitigasi, kecuali, jika diperlukan, konsumsi bahan bakar auxiliary (start-up) yang tidak melebihi 3% terhadap total konsumsi bahan bakar (diukur berdasarkan energi)	Penggunaan bahan bakar fosil (gas bumi) sebelum dan selama aksi mitigasi adalah sama karena berasal dari sumber yang sama.

### C. Perhitungan penurunan emisi

#### C.1. Deskripsi Skenario *Baseline*

Skenario baseline merupakan produksi listrik dari operasi unit-unit pembangkit dengan single cycle dan pembangkit yang terkoneksi dengan system interkoneksi tenaga listrik. Aksi mitigasi dengan pembangkit listrik combined cycle akan menggantikan sebagian produksi listrik skenario baseline untuk pembangkit listrik single cycle.

C.2. Semua sumber emisi/serapan GRK-nya yang berkaitan dengan aksi mitigasi dalam skema SPEI

Emisi <i>Baseline</i>			
Sumber-sumber emisi dan/atau serapan	Tipe (jenis) GRK	Termasuk/Tidak	Justifikasi/Penjelasan
Sistem jaringan listrik PLN grid JAMALI	CO <sub>2</sub>	Termasuk	Sumber Emisi Utama
	CH <sub>4</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan
	N <sub>2</sub> O	Tidak	Tidak dipertimbangkan
Pemakaian bahan bakar untuk mengoperasikan pembangkit <i>single cycle</i>	CO <sub>2</sub>	Termasuk	Sumber Emisi Penting
	CH <sub>4</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan
	N <sub>2</sub> O	Tidak	Tidak dipertimbangkan
Emisi Aksi			
Sumber-sumber emisi dan/atau serapan	Tipe (jenis) GRK	Termasuk/Tidak	Justifikasi/Penjelasan
Pemakaian bahan bakar untuk mengoperasikan pembangkit <i>combine cycle</i>	CO <sub>2</sub>	Termasuk	Sumber Emisi Utama
	CH <sub>4</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan
	N <sub>2</sub> O	Tidak	Tidak dipertimbangkan

Emisi <i>Leakage</i>			
Sumber-sumber emisi dan/atau serapan	Tipe (jenis) GRK	Termasuk/Tidak	Justifikasi/Penjelasan
LE_HR,y Sumber Emisi Leakage akibat penurunan jumlah panas buang yang diperoleh kembali untuk tujuan lain selain pembangkit listrik dalam aksi mitigasi, dibandingkan dengan tahun terakhir sebelum pelaksanaan aksi mitigasi.	CO <sub>2</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan, sebab tidak relevan disini  (sebelum pelaksanaan aksi mitigasi, dahulunya 'panas buang' tersebut tidak dimanfaatkan untuk kebutuhan lain, karena langsung dibuang saja)
	CH <sub>4</sub>	Tidak	
	N <sub>2</sub> O	Tidak	
LE_upstream,y (part.1) Sumber emisi leakage terkait dengan emisi upstream berasal dari pembakaran bahan bakar fosil terkait ekstraksi, produksi, transportasi, distribusi dan pengolahan dari peningkatan jumlah bahan bakar fosil yang dikonsumsi oleh aksi mitigasi.	CO <sub>2</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan
	CH <sub>4</sub>	Termasuk	Leakage emisi upstream dari metana fugitive akibat produksi, transport, distribusi bahan bakar gas
	N <sub>2</sub> O	Tidak	Tidak dipertimbangkan
LE_upstream,y (part.2) Sumber emisi leakage karena pembakaran bahan bakar fosil / konsumsi listrik terkait liquefaction transportasi regasifikasi dan kompresi LNG ke transmisi / sistem distribusi gas bumi (LE_LNG,co2,y)	CO <sub>2</sub>	Tidak	Tidak dipertimbangkan  (tidak ada konsumsi LNG bagi PLTGU Grati blok 2)
	CH <sub>4</sub>	Tidak	
	N <sub>2</sub> O	Tidak	

### C.3. Perkiraan pengurangan emisi dari aksi mitigasi

Pada perhitungan pengurangan emisi aksi mitigasi menggunakan metodologi MSEP-008 tentang Konversi dari pembangkit single cycle menjadi combined cycle, dimana persamaan perhitungannya, yaitu :

$$PE_y = BE_y - EP_y - Le_y$$

Keterangan :

Pe<sub>y</sub> = Penurunan emisi pada tahun y (tonCO<sub>2</sub>)

Be<sub>y</sub> = Emisi Baseline pada tahun y (tonCO<sub>2</sub>)

EP<sub>y</sub> = Emisi aksi mitigasi pada tahun y (tonCO<sub>2</sub>)

Le<sub>y</sub> = Emisi leakage padat tahun y (tonCO<sub>2</sub>)



Korelasi Pengurangan Emisi (PE) Add On PLTGU Grati Blok 2, yaitu sebagai berikut :

$$PE = BE - EP - LE$$

- Perhitungan Baseline Emisi (BE)**

Perhitungan emisi baseline dari pembangkit aksi mitigasi dengan skenario kasus B, sesuai MSEP 008 dan Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0, yaitu apabila produksi listrik yang dihasilkan dari unit-unit pembangkit aksi mitigasi, disesuaikan untuk perubahan efisiensi ( $EG_{PJ,adj,y}$ ), melebihi tingkat rata-rata produksi listrik tahunan ( $EG_{BL,AVR}$ ) sebelum aksi mitigasi, tetapi lebih rendah dari atau sama dengan produksi listrik maksimum yang dapat dihasilkan dari unit-unit pembangkit aksi mitigasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan ( $EG_{MAX}$ ),. Emisi baseline dihitung sebagai berikut:

$$BE_y = EG_{BL,AVR} \cdot EF_{CO_2,BL,y} + (EG_{PJ,adj,y} - EG_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{CO_2,BL}; EF_{grid,y})$$

dimana:

$BE_y$	=	Emisi Baseline pada tahun y (tonCO <sub>2</sub> /tahun)
$EG_{PJ,adj,y}$	=	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y, disesuaikan untuk perubahan efisiensi (MWh/tahun)
$EG_{BL,AVR}$	=	rata-rata jumlah produksi listrik baseline dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama 3 (tiga) tahun operasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan (MWh/tahun)
$EG_{MAX}$	=	produksi listrik neto maksimum tahunan yang dapat diproduksi oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada skenario baseline (MWh/tahun)
$EF_{CO_2,BL}$	=	Faktor Emisi CO <sub>2</sub> untuk produksi listrik yang dihasilkan dalam mode single cycle pada kondisi baseline (tCO <sub>2</sub> /MWh)
$EF_{grid,y}$	=	Faktor Emisi GRK Sistem Ketenagalistrikan dimana hasil produksi listrik aksi mitigasi disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik (tCO <sub>2</sub> /MWh)

Perhitungan  $EG_{PJ,adj,y}$

$$EG_{PJ,adj,y} = EG_{PJ,y} \times \frac{\eta_{PJ,min,y}}{\eta_{PJ,y}}$$

$$\eta_{PJ,min,y} = \min(\eta_{PJ,1}, \dots, \eta_{PJ,y})$$

Dimana :

$EG_{PJ,adj,y}$	=	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y, disesuaikan untuk perubahan efisiensi (MWh/tahun)
$EG_{PJ,y}$	=	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y (MWh/tahun)

$\eta_{PJ,min,y}$	=	efisiensi minimum pembangkit aksi mitigasi yang dimonitor selama tahun pertama hingga setahun sebelum tahun terakhir (1 ke y-1)
$\eta_{PJ,l} \eta_{PJ,y}$	=	rata-rata efisiensi energi unit-unit pembangkit aksi mitigasi yang dimonitor selama tahun pertama hingga setahun sebelum tahun terakhir (1 ke y-1)

Perhitungan  $EG_{BL,AVR}$

$$EG_{BL,AVR} = \frac{\sum_{x=1}^3 EG_x}{3}$$

Dimana :

$EG_{BL,AVR}$	=	rata-rata jumlah produksi listrik baseline dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun operasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan (MWh/tahun)
$\sum EG_x$	=	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun terakhir operasi pada periode x dan tidak terdapat retrofit pada periode ini (MWh/tahun)
x	=	masing-masing tahun operasi pada 3 (tiga) tahun historis operasi

Perhitungan Faktor Emisi baseline dari pembangkit listrik single cycle ( $EF_{CO_2,BL}$ )

Apabila unit-unit pembangkit aksi mitigasi memiliki catatan historis operasi selama 3 (tiga) tahun terakhir dan tidak ada major retrofit pada pembangkit, maka faktor emisi  $CO_2$  unit-unit pembangkit aksi mitigasi yang dioperasikan dengan mode single cycle ( $EF_{CO_2,BL}$ ) ditetapkan berdasarkan unjuk kerja historis sebelum aksi mitigasi. Persamaan perhitungan sesuai dengan acuan MSEP 008 dan Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 sebagai berikut :

$$EF_{CO_2,BL} = \frac{\sum_{x=1}^3 \sum_i FC_{i,x} \cdot NCV_{i,x}}{\sum_{x=1}^3 EG_x} \times EF_{CO_2,min}$$

Karena unit pembangkit aksi mitigasi menggunakan bahan bakar natural gas dan HSD, maka persamaannya menjadi :

$$EF_{CO_2,BL} = \frac{\sum_{x=1}^3 \sum ((FC_{NG,x} \times NCV_{NG,x}) + (FC_{HSD,x} \times NCV_{HSD,x}))}{\sum_{x=1}^3 EG_x} \times EF_{CO_2,min}$$

Dimana :

$EF_{CO_2,BL}$	=	Faktor Emisi $CO_2$ untuk produksi listrik yang dihasilkan dalam mode single cycle pada kondisi baseline ( $tCO_2/MWh$ )
$FC_{NG,x}$	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan energi/tahun)

$FC_{HSD,x}$	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar HSD yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan massa atau volume/tahun)
$NCV_{NG,x}$	=	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (TJ//m <sup>3</sup> ) Tidak diperlukan karena $FC_{NG,x}$ sudah dalam satuan energi
$NCV_{HSD,x}$	=	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar HSD yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (TJ//Gg)
$EF_{CO_2,min}$	=	Faktor Emisi CO <sub>2</sub> dari jenis bahan bakar fosil dengan tingkat emisi rendah yang digunakan pembangkit baseline selama 3 (tiga) tahun historis operasi (tCO <sub>2</sub> /GJ)
$EG_x$	=	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun terakhir operasi pada periode x dan tidak ada retrofit pada periode ini (MWh/tahun)
x	=	masing-masing dari 3 (tiga) tahun historis operasi

#### Penentuan $EF_{grid,y}$

Untuk perhitungan penurunan emisi secara ex-ante, digunakan faktor emisi GRK sistem ketenagalistrikan grid JAMALI combine margin ex-post (OM = 0,5 dan BM = 0,5) sebesar 0,87 ton CO<sub>2</sub>/MWh. (Sumber: "Faktor Emisi Gas Rumah Kaca (GRK) Sistem Interkoneksi Ketenagalistrikan Tahun 2019" yang ditetapkan oleh ESDM pada tahun 2021)

#### • Perhitungan Emisi Proyek (EP)

Emisi aksi mitigasi ( $EP_y$ ) dihitung menggunakan versi terakhir dari "*Tool to calculate project or leakage CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion*" yang dinyatakan sebagai  $EP_{FC,j,y}$  di mana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap. Ketika "*Tool to calculate project or leakage CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel combustion*" diaplikasikan, maka bahan bakar fosil yang dicampur dengan bahan bakar nabati dianggap 100% merupakan bahan bakar fosil. (MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0).

Emisi Proyek dihitung sebagai berikut :

$$EP_y = EP_{FC,j,y}$$

dimana:

$EP_y$	=	Emisi aksi mitigasi pada tahun y (tCO <sub>2</sub> )
$EP_{FC,j,y}$	=	Emisi aksi mitigasi pada tahun y, dimana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap

Emisi aksi mitigasi ( $EP_{FC,j,y}$ ) dihitung dengan persamaan sesuai dengan acuan MSEP 008 dan Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 berikut :

$$EP_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Karena unit pembangkit aksi mitigasi menggunakan bahan bakar natural gas dan HSD, maka persamaannya menjadi :

$$EP_{FC,j,y} = \sum ((FC_{NG,j,y} \times COEF_{NG,y}) + (FC_{HSD,j,y} \times COEF_{HSD,y}))$$

dimana:

$EP_{FC,j,y}$	=	Emisi aksi mitigasi pada tahun y, dimana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap (tCO <sub>2</sub> )
$FC_{NG,j,y}$	=	jumlah konsumsi bahan bakar natural gas dari proses j pada tahun y (satuan energi)
$FC_{HSD,j,y}$	=	jumlah konsumsi bahan bakar HSD dari proses j pada tahun y (massa atau volume)
$COEF_{NG,y}$	=	koefisien emisi CO <sub>2</sub> tiap jenis bakar natural gas di tahun y (tCO <sub>2</sub> /massa atau volume)
$COEF_{HSD,y}$	=	koefisien emisi CO <sub>2</sub> tiap jenis bakar HSD di tahun y (tCO <sub>2</sub> /massa atau volume)

Perhitungan  $COEF_{NG,y}$  menggunakan metode dengan pendekatan berdasarkan ketersediaan kualitas data bahan bakar, dengan rumus sebagai berikut

$$COEF_{NG,y} = W_{C,NG,y} \times 44 / 12 \quad (\text{jika dalam satuan massa})$$

$$COEF_{NG,y} = W_{C,NG,y} \times \rho_{NG,y} \times 44 / 12 \quad (\text{jika dalam satuan volume})$$

Sedangkan  $COEF_{HSD,y}$  menggunakan data default diambil dari Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK karena ketidaktersediaan data.

dimana:

$COEF_{NG,y}$	=	koefisien emisi CO <sub>2</sub> tiap jenis bakar natural gas di tahun y (tCO <sub>2</sub> /massa atau volume)
$W_{C,NG,y}$	=	fraksi massa karbon (weighted average) bahan bakar natural gas pada tahun y (ton karbon/massa)
$\rho_{NG,y}$	=	densitas bahan bakar tipe i pada tahun y (massa/volume)
44	=	Berat molekul CO <sub>2</sub>
12	=	Berat atom C

- Perhitungan *Leakage* Emisi (LE)**

Emisi *Leakage* dihitung sebagai berikut:

$$LE_y = LE_{upstream,y} + LE_{HR,y}$$

dimana:

$LE_y$	=	Emisi <i>Leakage</i> pada tahun y (tCO <sub>2</sub> e/tahun)
$LE_{upstream,y}$	=	Emisi <i>Leakage</i> terkait dengan emisi upstream dari penambahan penggunaan bahan bakar fosil dalam aksi mitigasi pada tahun y (tCO <sub>2</sub> e/tahun)
$LE_{HR,y}$	=	Emisi <i>Leakage</i> akibat penurunan jumlah panas buang yang diperoleh kembali untuk tujuan lain selain pembangkit listrik dalam aksi mitigasi, dibandingkan dengan tahun terakhir sebelum pelaksanaan aksi mitigasi, dalam periode y (tCO <sub>2</sub> e/tahun)

### Penetapan LE<sub>HR,y</sub>

Karena tidak ada uap panas yang digunakan selain untuk pembangkit, maka LE<sub>HR,y</sub> = 0.

### Penentuan LE<sub>upstream,y</sub>

Konsumsi bahan bakar pada aksi mitigasi lebih tinggi daripada konsumsi bahan bakar pada 3 (tiga) tahun sebelum aksi mitigasi. Sehingga Emisi Leakage upstream dihitung sesuai dengan acuan MSEP 008 dan Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 sebagai berikut

$$LE_{upstream,y} = \max \left[ 0, \left( \sum_i (FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{i,upstreamCH4}) \right) \cdot GWP_{CH4} + LE_{LNG,CO2,y} \cdot \left( 1 - \frac{\frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 \sum_i FC_{i,x} \cdot NCV_{i,x}}{\sum_i FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y}} \right) \right]$$

Karena unit pembangkit aksi mitigasi menggunakan bahan bakar natural gas dan HSD, maka persamaannya menjadi :

$$LE_{upstream,y} = \max \left[ 0, \left( \sum \left( (FC_{NG,y} \times NCV_{NG,y} \times EF_{NG,upstreamCH4}) + (FC_{HSD,y} \times NCV_{HSD,y} \times EF_{HSD,upstreamCH4}) \right) \times GWP_{CH4} + LE_{LNG,CO2,y} \right) \times \left( 1 - \frac{\frac{1}{3} \sum_{x=1}^3 \sum \left( (FC_{NG,x} \times NCV_{NG,y}) + (FC_{HSD,x} \times NCV_{HSD,x}) \right)}{\sum \left( (FC_{NG,y} \times NCV_{NG,y}) + (FC_{HSD,y} \times NCV_{HSD,y}) \right)} \right) \right]$$

dimana:

LE <sub>upstream,y</sub>	=	Emisi Leakage terkait dengan emisi upstream dari penambahan penggunaan bahan bakar fosil dalam aksi mitigasi pada tahun y (tCO <sub>2</sub> e/tahun)
FC <sub>NG,y</sub>	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (satuan energi/tahun)
FC <sub>HSD,y</sub>	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar HSD yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (satuan masa atau volume/tahun)
NCV <sub>NG,y</sub>	=	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun y (TJ/m <sup>3</sup> ) Tidak diperlukan karena FC <sub>NG,x</sub> sudah dalam satuan energi
NCV <sub>HSD,y</sub>	=	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar HSD yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun y (TJ/Gg)
EF <sub>NG,upstream,CH4</sub>	=	Faktor Emisi upstream emisi metana fugitive akibat dari produksi, transportasi, distribusi bahan bakar natural gas yang digunakan unit-unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (tCO <sub>4</sub> /GJ)
EF <sub>HSD,upstream,CH4</sub>	=	Faktor Emisi upstream emisi metana fugitive akibat dari produksi, transportasi, distribusi bahan bakar HSD yang

		digunakan unit-unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (tCO <sub>4</sub> /GJ)
$GWP_{CH_4}$	=	Global Warming Potential yang relevan (tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub> )
$LE_{LNG,CO_2,y}$	=	Emisi Leakage karena pembakaran bahan bakar fosil/konsumsi listrik terkait liquefaction, transportasi re-gasifikasi dan kompresi LNG ke transmisi atau sistem distribusi gas bumi pada tahun y (tCO <sub>2</sub> e/tahun)
$FC_{NG,x}$	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan dalam unit-unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan energi/tahun)
$FC_{HSD,x}$	=	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar HSD yang digunakan dalam unit-unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan masa atau volume/tahun)
$NCV_{NG,x}$	=	nilai kalor bersih per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x ((TJ//m <sup>3</sup> ) Tidak diperlukan karena $FC_{NG,x}$ sudah dalam satuan energi
$NCV_{HSD,x}$	=	nilai kalor bersih per jenis bahan bakar HSD yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (TJ/Gg)
x	=	masing-masing dari 3 (tiga) tahun historis operasi

Berdasarkan hasil perhitungan pengurangan emisi aksi mitigasi Add On PLTGU Grati Blok 2 diperoleh data seperti pada tabel berikut:

Tahun	Emisi <i>Baseline</i> (tCO <sub>2</sub> e)	Emisi Aksi (Proyek) (tCO <sub>2</sub> e)	Emisi <i>Leakage</i> (tCO <sub>2</sub> e)	Reduksi Emisi (tCO <sub>2</sub> e)
2021	1.627.526	1.002.682	110.218	<b>514.627</b>
2022	1.399.719	850.685	87.187	<b>461.847</b>
2023	1.493.807	925.584	98.393	<b>469.831</b>
2024	1.746.335	1.071.461	120.576	<b>554.298</b>
2025	1.174.160	775.891	75.318	<b>322.951</b>
2026	1.149.349	776.480	75.344	<b>297.525</b>
2027	1.295.881	829.645	83.439	<b>382.798</b>
<b>Total Pengurangan Emisi (tCO<sub>2</sub>e)</b>				<b>3.003.876</b>

C.4. Perkiraan jumlah *buffer* penjamin permanensi.

Aksi mitigasi bukan merupakan aksi mitigasi penanaman pohon sehingga tidak ada resiko permanensi

## D. Kajian Lingkungan dan Kontribusi pada Pembangunan Berkelanjutan

Apakah aksi mitigasi wajib AMDAL/UKL/UPL?	Wajib AMDAL
Status dokumen AMDAL/UKL/UPL	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan PT PLN Indonesia Power <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 terlingkup dalam Addendum AMDAL <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 yang ditetapkan sesuai Keputusan Kepala DPMPTSP Provinsi Jawa Timur No. P2T/39/17.05/01/VIII/2017 tanggal 30 Agustus 2017
Keterangan singkat tentang kontribusi aksi mitigasi pada pembangunan berkelanjutan	<p><i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 berkontribusi pada target pembangunan berkelanjutan (SDGs) pada indikator :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. SDGs Tujuan 9, Indikator 9.4.1(a) terkait penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) sektor industry, dan SDGs Tujuan 13, indikator 13.2.1 terkait terwujudnya penyelenggaraan inventarisasi gas rumah kaca, serta monitoring, pelaporan dan verifikasi emisi GRK yang dilaporkan dalam dokumen Biennial Update Report (BUR) dan National Communication. Pengoperasian PLTGU Grati <i>Add On</i> Blok 2 akan mengurangi emisi GRK karena menggunakan bahan bakar gas bumi dan menggunakan Teknologi Combine Cycle yang efisien sehingga menghasilkan biaya produksi yang rendah. Hasil verifikasi SDGs yang dilakukan oleh ITS Tekno Sains diperoleh penurunan GRK sebesar 2.535,76 Ton CO<sub>2</sub> eq pada tahun 2021 dan 5,290,73 Ton CO<sub>2</sub> eq pada tahun 2022. (Laporan hasil verifikasi GRK terlampir). Dengan sasaran nasional berdasarkan RPJMN Tahun 2020-2024 Lampiran 3 dimana target penurunan emisi CO<sub>2</sub> pembangkit tahun 2022 adalah 5,36 juta ton maka program <i>Add On</i> Blok 2 berkontribusi sebesar 0,0987% dari target tersebut.</li> <li>2. SDGs Tujuan 8, Indikator 8.5.2 Tentang Tingkat pengangguran terbuka berdasarkan jenis kelamin dan kelompok umur. <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 berpartisipasi terhadap penciptaan tenaga kerja lokal yang berperan dalam tahap konstruksi dan tahap operasi. Proyek <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 dimulai tahun 2017 dan COD pada tahun 2020. Terjadi peningkatan jumlah pekerja secara keseluruhan (organic PLN IP maupun tenaga alih daya). Tenaga kerja lokal sebagian besar diserap melalui perusahaan tenaga alih daya. Terdapat peningkatan sejumlah 122 pekerja dari tahun 2017 hingga 2020.</li> </ol>

	Atau 100 pekerja dari tahun 2017 hingga 2022 (saat mulai beroperasi combined cycle)
--	---

#### E. Konsultasi Publik

Tanggal Konsultasi Publik	Peserta	Catatan dari Konsultasi Publik bagi Aksi Mitigasi	Tindak Lanjut
21 Juni 2017	Peserta konsultasi public terdiri dari Petugas Pemerintahan, seperti DLH Prov JATIM, DLH Kabupaten Pasuruan, DPMPT Kabupaten Pasuruan, DISHUB Kabupaten Pasuruan, ESDM Prov JATIM, dan LSM Baug Pasuruan. Adapun detail peserta terlampir pada Daftar Hadir Peserta Konsultasi Publik Studi Amdal Pembangunan <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2	<p>a. Dampak Penting Hipotetis (DPH) perlu dipertimbangkan adanya dampak getaran dan kecelakaan kerja, penentuan DPH perlu dianalisa.</p> <p>b. Informasi lalu lintas yang disampaikan adalah lalu lintas darat. Untuk lalu lintas air laut masih belum ada.</p> <p>c. Mempedomani dokumen ANDALLALIN di dalam proses konstruksi dan pasca konstruksi.</p> <p>d. Bagaimana Saran dan tanggapan Masyarakat di sekitar terkait Pembangunan <i>Add On</i> PLTGU Grati blok 2.</p>	<p>a. Lokasi kegiatan berada jauh dari pemukiman warga (lebih dari 300 m). Lokasi kegiatan berada di tengah bangunan IP yang lain (tidak terhubung langsung masyarakat atau terisolir oleh bangunan IP sendiri) sehingga dampak terkait getaran tidak termasuk DPH.</p> <p>b. Perairan pas di depan kegiatan bukan merupakan perairan alur lalu lintas kapal laut sehingga tidak terdapat data terkait lalu lintas laut, yang ada adalah data terkait nelayan.</p> <p>c. Pada analisa terkait prakiraan dampak pada tahap konstruksi dampak penurunan kinerja jalan sudah dianalisa. Dokumen ANDALLALIN sudah dijadikan pedoman dalam penyusunan dokumen AMDAL.</p> <p>d. Saran dan tanggapan masyarakat yang</p>



			<p>didapat dari wawancara dengan responden yang mewakili masyarakat di Desa Wates, Kecamatan Lekok yang merupakan wilayah terdampak di ring 1 kegiatan PLTGU <i>Add On</i> Grati Blok 2. Saran dan tanggapan masyarakat dideskripsikan pada Bab III-77 (AMDAL <i>Add On</i> Blok 2)</p>
--	--	--	---

#### F. Sumber Daya

Alih Teknologi	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Teknologi AGC</li> <li>2. Integrasi Gas Turbine dengan Steam Turbine</li> <li>3. Pengoperasian <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 menyerap tenaga kerja sebanyak 269 orang (tahun 2022)</li> </ol>
Peningkatan Kapasitas	<p>Karena menggunakan teknologi terbaru, maka dilakukan beberapa program pelatihan untuk SDM <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 agar kedepannya para operator dan teknisi dapat siap untuk mengoperasikan dan memelihara unit <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2.</p> <p>Untuk itu telah dilakukan peningkatan pengetahuan dari <i>Doosan Skoda</i>, diantaranya mencakup:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kegiatan Shop Training Kegiatan Shop Training diikuti oleh 9 peserta dari PT Indonesia Power selama 7 hari sejak tanggal 22 sampai dengan 28 April 2018, dan dilaksanakan di Yokohama Jepang. Shop training yang diadakan oleh MHPS ini bertujuan untuk memberikan gambaran kepada peserta terkait proses pengoperasian DCS <i>Add On Add On</i> PLTGU Grati Blok 2.</li> <li>2. Kegiatan Site Training Kegiatan Site Training <i>Add On</i> PLTGU Grati blok 2 berlangsung sejak tanggal 25 November sampai 13 Desember 2019 dan diikuti oleh sekitar 23 orang peserta. Kegiatan ini dimaksudkan agar para peserta dapat</li> </ol>



	mendapatkan pengetahuan yang cukup perihal proses operasi dan pemeliharaan <i>Add On</i> PLTGU Grati blok 2 sehingga ketika unit sudah diserahkan terimakan secara penuh dapat mengoperasikan dan memelihara unit dengan baik sesuai standar yang ditetapkan.
Jumlah kebutuhan pendanaan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Porsi Lokal : Rp 801.900.000.000 (40.09%)</li> <li>• Porsi Asing : USD 67.480.198 (asumsi 1 USD = Rp 13.469) (45.43%) EUR 20.618.673 (asumsi 1 EUR = Rp 14.048) (14.48%)</li> </ul> Sehingga total pendanaan Rp 2.000.441.905.166
Status pendanaan	Sudah Terpenuhi
Asal pendanaan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anggaran PT INDONESIA POWER</li> </ul>
Struktur pendanaan (dalam persen)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ekuitas : Anggaran PT Indonesia Power (100%) Rp 2.000.441.905.166</li> <li>• Pinjaman (Loan) : 0 %</li> <li>• Hibah : 0%</li> <li>• Pasar Karbon : 0%</li> </ul>

#### G. Pustaka (References)



SK Dirjen No. SK.38/PPI/IGAS/PPI.2/11/2020 (MSEP-008)
Addendum AMDAL PLTGU Grati
<i>Manual Book</i> PLTGU Grati Blok 2
Faktor emisi GRK sistem ketenagalistrikan, DJK 2019
<i>Tools to calculate emission factor leakage upstream</i>
Laporan <i>commissioning</i> PLTGU Grati Blok 2
Pedoman Perhitungan Inventarisasi Sub Bidang Ketenagalistrikan
<i>Feasibility Study</i> of Add-on Grati Power Plant
Buku Pedoman Teknis Penyusunan Rencana Aksi SDGs Tahun 2020
Laporan Hasil Pengujian Bahan Bakar Gas PLTGU Grati Blok 2 (CoA)
Dokumen Konsumsi Bahan Bakar PLTGU Grati Blok 2
Berita Acara Transaksi Listrik PLTGU Grati Blok 2
IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006

Lampiran-lampiran
Lampiran 1. Struktur Organisasi Pelaksanaan Pemantauan Aksi Mitigasi
Lampiran 2. Lembar Rencana Pemantauan Aksi Mitigasi
Lampiran 3. Lembar Identifikasi Dampak dan Rencana Pemantauan Kontribusi Terhadap Pembangunan Berkelanjutan
Lampiran 4. Peta Lokasi PT PLN Indonesia Power <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 ( <i>Longitude dan Latitude</i> )
Lampiran 5. Berita Acara <i>Commercial Operation Date</i> (COD)
Lampiran 6. Dokumen Kontrak Pengadaan Gas
Lampiran 7. Rencana Operasi Tahunan
Lampiran 8. Spesifikasi Teknologi Steam Turbine Doosan Skoda DST-S10-5CA1
Lampiran 9. Manual Book Teknologi Gas Turbine Mitsubishi M701D
Lampiran 10. Spesifikasi Peralatan Utama
Lampiran 11. Laporan Uji <i>Performance</i> Pembangkit yang dilakukan oleh PLN Pusertif
Lampiran 12. Metodologi MSEP-008 dan CDM ACM0007
Lampiran 13. Worksheet Perhitungan Emisi Baseline, Emisi Aksi dan Emisi <i>Leakage Add On</i> PLTGU Grati Blok 2
Lampiran 14. Berita Acara Jual Beli Tenaga Listrik Tahun 2017-2019 dan 2021-2023
Lampiran 15. Sertifikat Kalibrasi kWh Meter Netto UBP Grati
Lampiran 16. Sertifikat Kalibrasi Gas Metering
Lampiran 17. Monitoring Produksi Listrik dan Pemakaian Bahan bakar sesuai Lembar Pemantauan Aksi Mitigasi
Lampiran 18. Addendum AMDAL <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2
Lampiran 19. Laporan Verifikasi <i>Benchmark</i> PLTGU Grati
Lampiran 20. Laporan Penyerapan Tenaga Kerja pada Tahap Konstruksi dan Operasional
Lampiran 21. Konsultasi Publik
Lampiran 22. Dokumentasi Shop Training dan Site Training
Lampiran 23. Dokumen Pendanaan Proyek Pembangunan <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2


## H. Riwayat perbaikan DRAM


Versi	Tanggal	Keterangan	Pengesahan Perwakilan Penanggung Jawab /Pelaksana Aksi
1	31 Mei 2024	Versi Awal	 Erwin Andy Herlambang (Senior Manager Unit)
2	23 Agustus 2024	Revisi pertama 1. DRAM telah disahkan oleh penanggungjawab/pelaksana aksi mitigasi 2. Sudah ditambahkan spesifikasi teknologi/peralatan yang terlingkup dalam aksi mitigasi. Hal ini sudah dijelaskan dalam DRAM A.2 3. Sudah dijelaskan mengenai hambatan dalam aksi mitigasi pada DRAM A.8 4. Penetapan sumber sumber emisi telah didefinisikan sesuai pada DRAM Bagian C.2 5. Justifikasi kelayakan untuk kriteria (1) dan kriteria (2) sesuai pada DRAM B.2 6. Sudah dilakukan penggantian penetapan sekenario baseline pada bagian C.1 dan sudah dilakukan penyesuaian perhitungan pengurangan emisi pada bagian C.3 7. Telah melengkapi parameter ex-post dan ex-ante sesuai dengan metodologi yang diacu, yaitu MSEP-008 dan CDM ACM007 Versi 06.1.0, pada DRAM Lampiran 2 8. Nilai parameter EGPJ,y; EffisiensiPJ,y; CAPmax dalam lembar pemantauan aksi mitigasi sudah disesuaikan, frekuensi monitoring data aktivitas waktu cut-off pengambilan data sudah dilengkapi, pada DRAM lampiran 2	 Erwin Andy Herlambang (Senior Manager Unit)

		<p>9. Perbaiki prosedur/instruksi kerja mengenai inventarisasi dan perhitungan reduksi emisi GRK pada DRAM lampiran 1</p> <p>10. Penjelasan pada DRAM bagian D mengenai SDGs tujuan 9 dan 8</p> <p>11. Perbaiki penggunaan nilai CAP, max dan HMRx pada perhitungan</p> <p>12. Sudah menggunakan formula yang tepat untuk penentuan EFCO<sub>2</sub>,BL</p> <p>13. Sudah menggunakan NCV gas, kualitas gas, densitas gas sesuai data laboratorium eksternal.</p> <p>14. Sudah menggunakan nilai GWP 100 th berdasarkan publikasi IPCC Assessment Report (AR) yang terkini</p> <p>15. Produksi listrik yang digunakan dalam perhitungan sudah menyesuaikan BA transaksi Listrik</p> <p>16. sudah menjelaskan rencana pemantauan kontribusi proyek terhadap pembangunan berkelanjutan untuk tujuan 9 indikator 9.4.1 pada DRAM Lampiran 3 Tabel 3.3</p> <p>17. Sudah menjelaskan dan melampirkan bukti shop training dan site training dalam DRAM bagian F</p> <p>18. Jumlah kebutuhan pendanaan sudah dijelaskan dalam DRAM Bagian F Sumber Daya</p> <p>19. Sudah dijabarkan terkait sumber dana yang dipergunakan dalam pembangunan aksi mitigasi. dalam DRAM Bagian F Sumber Daya</p> <p>20. Sudah mencantumkan bukti peningkatan jumlah tenaga kerja pada sebelum PLTGU beroperasi dan setelah add on PLTGU beroperasi</p>	
--	--	--	--

3.	23 September 2024	<p>Revisi kedua</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pada halaman pengesahan, kolom keterangan telah memuat perbaikan yang dilakukan</li> <li>2. Perbaikan dalam pemberian nama diagram pada sub bagian A.2</li> <li>3. Penjelasan terkait peran SPE GRK dan melengkapi eviden terkait hambatan</li> <li>4. Penjelasan dan identifikasi sumber emisi leakage pada bagian C.2</li> <li>5. Closed</li> <li>6. Closed</li> <li>7. Telah menjelaskan parameter indeks secara spesifik</li> <li>8. Telah menyesuaikan nilai di dalam DRAM Lampiran 2 - J.1. Tabel 1. dengan spreadsheet perhitungan, untuk parameter EGPJ,y</li> <li>9. Perbaikan prosedur/instruksi kerja inventarisasi GRK</li> <li>10. Melampirkan eviden penambahan jumlah karyawan saat single cycle dan combine cycle</li> <li>11. Menyampaikan data (CAP, max) dan penyesuaian data HMR</li> <li>12. Memperbaiki data pemakaian bahan bakar HSD pada tahun 2017</li> <li>13. Closed</li> <li>14. Closed</li> <li>15. Menambahkan informasi seluruh data yang digunakan untuk asumsi perhitungan perkiraan penurunan emisi untuk tahun 2024-2027</li> <li>16. Closed</li> <li>17. Closed</li> <li>18. Closed</li> <li>19. Closed</li> <li>20. Menambahkan penjelasan dokumen mana saja yang menunjukkan penambahan jumlah pegawai</li> </ol>	<p> Erwin Andy Herlambang (Senior Manager Unit) </p>
----	-------------------------	--	--



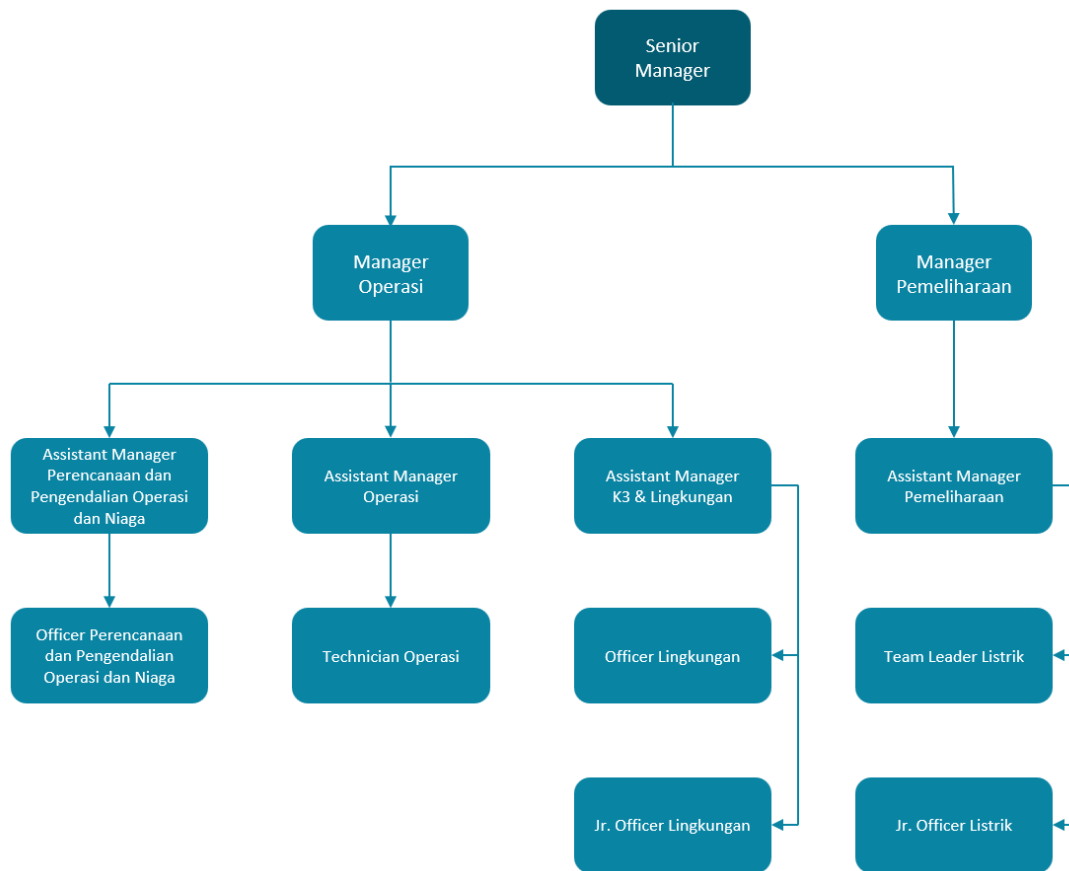
4	8 Oktober 2024	<p style="text-align: center;">Revisi ketiga</p> <p>1. Perbaikan NCR No 7</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Peserta aksi telah menuliskan "kode/ID" pada parameter-parameter yang dimonitor (Ex-Post), dimana parameter yang dimonitor itu cukup diberi indeks "y" untuk mengindikasikan tahun pemantauan yang akan datang. Peserta aksi telah memberi tambahan keterangan ("Perkiraan Nilai tahun 2024") pada kolom "Perkiraan Nilai" untuk memberi keterangan bahwa perkiraan nilai parameter yang dicantumkan tersebut diambil dari referensi nilai parameter pada tahun 2024.</li> <li>• Peserta aksi telah mencantumkan parameter pemantauan untuk jenis bahan bakar HSD, seperti: FCI,y; NCVi,y; EFi,upstream,CH4; p i,y. Untuk indeks "i" pada "kode/ID" parameter-parameter tersebut</li> <li>• Peserta aksi telah secara lengkap menjabarkan parameter-parameter yang ditetapkan secara ex-ante untuk setiap tahun historis operasi single cycle (2017, 2018, 2019), untuk parameter seperti: EGx; FCI,x; NCVi,x; HMRx.</li> <li>• Peserta aksi telah mendeskripsikan parameter EFCO2,min, berdasarkan metodologi MSEP-008</li> <li>• Peserta aksi telah memperbaiki parameter Cgas menjadi Wc,i,y (i mengindikasikan jenis bahan bakar, untuk kandungan karbon dalam gas maka nama parameternya adalah wc,gas,y),</li> <li>• Peserta aksi telah menuliskan deskripsi untuk parameter terkait sesuai dengan metodologi dan konteks</li> </ul>	 Erwin Andy Herlambang (Senior Manager Unit)
---	----------------	---	--

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peserta aksi telah menjelaskan perhitungan pengurangan emisi yang mencakup perhitungan emisi baseline, emisi proyek dan emisi leakage pada bagian C.3.</li> </ul> <p>2.Perbaiki NCR No 11.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Telah menyampaikan bukti yang menunjukkan data CAP<sub>MAX</sub> GT 2.1, GT 2.2 dan GT 2.3 sebelum aksi mitigasi</li> </ul>	
5	17 Oktober 2024	<p>Revisi keempat</p> <p>Perbaiki NCR No 7</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Menambahkan parameter EF<sub>HSD,upstream,CH4</sub>, NCV<sub>NG,y</sub> dan densitas<sub>HSD,y</sub> dalam parameter yang dimonitor (<i>ex-post</i>)</li> <li>• Menambahkan parameter densitas<sub>HSD,x</sub> dalam parameter yang ditetapkan (<i>ex-ante</i>)</li> </ul>	 Erwin Andy Herlambang (Senior Manager Unit)



Lampiran 1. Struktur Organisasi dan Pelaksanaan Pemantauan Aksi Mitigasi *[wajib dilampirkan di DRAM]*

Struktur pelaksana pemantauan dan pelaporan:



Jabatan	Peranan
1.Senior Manager	<ul style="list-style-type: none"> <li>Penanggung jawab utama atas semua aktivitas dan kegiatan dalam ruang lingkup perusahaan.</li> <li>Memberikan persetujuan akhir atas hasil perhitungan pengurangan emisi gas rumah kaca.</li> <li>Menentukan kebijakan umum perusahaan dalam hal pengelolaan mutu data dan informasi.</li> </ul>
2.Manager Operasi	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mengelola, mengoptimalkan dan mengevaluasi kegiatan operasi pembangkit termasuk fungsi niaga, K3, kimia, lingkungan dan pengoperasian BOP dengan mengarahkan dan mengendalikan pada proses perencanaan, eksekusi, memastikan penerapan prinsip efisiensi energi yang digunakan, biaya , mutu dan waktu agar efektif dan efisien untuk mencapai target kinerja pembangkit yang ditetapkan berdasarkan prinsip GCG (Good Corporate Governance) dan SMAP (Sistem Manajemen Anti Penyuapan)</li> </ul>
3.Manager Pemeliharaan	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sebagai penanggung jawab dari aktivitas kegiatan Pemeliharaan peralatan operasi PLTGU Grati dan Melakukan pengawasan terkait pemantauan dan terkait dengan keandalan peralatan operasional</li> </ul>

Jabatan	Peranan
4. Assistant Manager Pemeliharaan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melaksanakan pendukung operasi dalam pengelolaan lingkungan</li> <li>• Mendukung Manajer Pemeliharaan dalam tugas pemeliharaan.</li> <li>• Memastikan bahwa pemeliharaan dilakukan dengan memperhatikan aspek lingkungan.</li> </ul>
5. Assistant Manager Operasi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengkoordinir kegiatan pengoperasian unit pembangkit untuk menjamin pemenuhan standar operasi aman, handal, dan efisien berdasarkan prinsip GCG (Good Corporate Governance) dan SMAP (Sistem Manajemen Anti Penyuapan)</li> </ul>
6. Assistant Manager Perencanaan dan Pengendalian Operasi dan Niaga	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengelola dan menyusun perencanaan, pengendalian dan evaluasi kegiatan operasi pembangkit dan kegiatan tata niaga unit pembangkit untuk menjamin pemenuhan target pengoperasian dan niaga berdasarkan prinsip GCG (Good Corporate Governance) dan SMAP (Sistem Manajemen Anti Penyuapan)</li> </ul>
7. Assistant Manager K3L	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengkoordinasikan dan mengevaluasi kegiatan Keselamatan dan Kesehatan Kerja (K3) dan Lingkungan untuk menjamin ketaat azasan pemenuhan standar, persyaratan peraturan K3 dan Lingkungan serta menciptakan nihil kecelakaan untuk mendukung pengoperasian unit pembangkit berdasarkan prinsip GCG (Good Corporate Governance) dan SMAP (Sistem Manajemen Anti Penyuapan)</li> </ul>
8. Officer Perencanaan dan Pengendalian Operasi dan Niaga	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melakukan perencanaan operasi dan kebutuhan bahan bakar</li> <li>• Melakukan rekapitulasi produksi listrik dan pemakaian bahan bakar</li> <li>• Membuat laporan dan bertia acara transaksi jual beli listrik</li> <li>• Melakukan perencanaan kalibrasi KWh meter</li> </ul>
9. Technician Operasi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melakukan pencatatan data operasi kinerja peralatan pembangkit di site</li> <li>• Melakukan pencatatan KWh meter</li> <li>• Melakukan koordinasi penggunaan bahan bakar gas dengan supplier gas</li> </ul>
10. Officer Lingkungan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Membuat Program Pengurangan Emisi</li> <li>• Memastikan perhitungan nilai kalori bersih (NCV) dan kandungan karbon bahan bakar gas</li> <li>• Merekap pencatatan data Pengurangan Emisi GRK (Data kWh)</li> <li>• Mengevaluasi Perhitungan Penurunan Emisi awal bersama Asisten Manajer Lingkungan</li> </ul>
11. Jr. Officer Lingkungan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melaksanakan Program Pengurangan Emisi</li> <li>• Melakukan perhitungan nilai kalori bersih (NCV) dan kandungan karbon bahan bakar gas</li> <li>• Melakukan pencatatan data Pengurangan Emisi GRK (Data kWh)</li> <li>• Melakukan Rekap dan Perhitungan Penurunan Emisi awal</li> </ul>
12. Team Leader Listrik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mengevaluasi hasil pengecekan, pengoperasian dan pemeliharaan PLTGU Grati</li> </ul>

Jabatan	Peranan
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melaksanakan pendukung operasi dalam pengelolaan lingkungan</li> <li>• Melakukan pencatatan data di site</li> </ul>
13.Jr. Officer Listrik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melaksanakan pengecekan, pengoperasian dan pemeliharaan PLTGU Grati</li> <li>• Melaksanakan pendukung operasi dalam pengelolaan lingkungan</li> <li>• Melakukan pencatatan data di site</li> </ul>

Keterangan tentang prosedur pemantauan dan pelaporan:

Data produksi listrik netto, sebagai parameter yang dipantau, dihasilkan dari alat ukur Metering Utama retensi pengukuran setiap 30 menit sekali. Pada periode pemantauan ini, data tersebut akan direkap dalam satu berita acara transaksi listrik pembangkit yang diterbitkan dan dilaporkan bulanan kemudian disetujui oleh Pihak PLN IP dan PLN Persero. Data hasil laporan akhir digunakan sebagai basis perhitungan PLN.

Dalam melakukan aksi mitigasi dilakukan pemantauan terhadap beberapa parameter yang dipersyaratkan tersebut merujuk pada referensi metodologi mengacu kepada Prosedur Tetap Transaksi Tenaga listrik dan Kepmen ESDM No. 163.K/HK.02/MEM.S/2021 tentang penetapan faktor emisi gas rumah kaca sistem ketenagalistrikan. Parameter yang perlu dimonitor dan dilaporkan tertuang pada dokumen dibawah ini:

1. Prosedur Perencanaan Operasi : IK-PB.GRT.03.01.02
2. Instruksi Kerja Verifikasi Berita Acara KWh : IK-PB.GRT.04.01.03
3. Instruksi Kerja Sample Gas : PO-LAB-PL-33
4. Instruksi Kerja Inventarisasi, Perhitungan dan Pelaporan Reduksi Emisi GRK : IK-PB.GRT.06.05.09

Lampiran 2. Lembar Pemantauan Aksi Mitigasi *[wajib dilampirkan di DRAM]*

J.1. Tabel 1. Parameter-parameter yang dimonitor (*ex post*)

No.	Parameter	Deskripsi	Perkiraan nilai Tahun 2024	Satuan	Sumber data	Metode dan prosedur pengukuran	Frekuensi monitoring	Keterangan lainnya
1	EGPJ,y	produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y	2.024.106,7	MWh/tahun	kWh Meter	Menggunakan kWh meter yang dikalibrasi secara rutin setiap 5 tahun dan berita acara transaksi listrik	Produksi listrik Harian (rekap data produksi harian)	Dalam project ini perhitungan menggunakan data produksi listrik netto dikarenakan project sudah berjalan
2	FCNG,y	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (satuan masa atau volume/tahun)	17.628.310	MMBTU	Laporan pemakaian bahan bakar	Flowmeter dari supplier	harian	
3	FCHSD,y	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar HSD yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (satuan masa atau volume/tahun)	1191,76	kL	Laporan pemakaian bahan bakar dari tangki HSD	Data diambil dari flowmeter dari HSD di gas turbin dan pemakaian tangki HSD	harian	
4	ηPJ,y	Nilai Efisiensi rata-rata aksi mitigasi sejak tahun y	38,97	%	Aplikasi Pronia (produksi dan niaga)	Perhitungan efisiensi	Bulanan	Produksi energi Listrik dibagi pemakaian bahan bakar (energi input)
5	NCVNG,y	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar Natural gas yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun y	962,881	BTU/ft3	Lembar Hasil Uji Gas dari Lab Eksternal	-	-	-
6	NCVHSD,y	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar High Speed Diesel yang digunakan dalam	42,66	TJ/Gg	Buku Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK (Lampiran. 4)	-	-	-

No.	Parameter	Deskripsi	Perkiraan nilai Tahun 2024	Satuan	Sumber data	Metode dan prosedur pengukuran	Frekuensi monitoring	Keterangan lainnya
		aksi mitigasi pada tahun y						
7	$EF_{NG,upstream,CH4}$	Faktor Emisi upstream emisi metana fugitive akibat dari produksi, transportasi, distribusi bahan bakar natural gas yang digunakan unit-unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y	296	TCH <sub>4</sub> /PJ	MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 (tabel 1)	-	-	-
8	$EF_{HSD,upstream,CH4}$	Faktor Emisi upstream emisi metana fugitive akibat dari produksi, transportasi, distribusi bahan bakar HSD yang digunakan unit-unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y	4,1	TCH <sub>4</sub> /PJ	MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 (tabel 1)	-	-	-
9	$\rho_{NG,y}$	densitas bahan bakar natural gas pada tahun y (massa/volume)	0,775	kg/m <sup>3</sup>	Lembar Hasil Uji Gas dari Lab Eksternal	Uji laboratorium	triwulan	-
10	$\rho_{HSD,y}$	densitas bahan bakar HSD pada tahun y (massa/volume)	837,5	kg/m <sup>3</sup>	Buku Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK (Lampiran. 4)	-	-	-
11	$WC_{NG,y}$	fraksi massa karbon (weighted average) bahan bakar natural gas pada tahun y	72,522	%	Lembar Hasil Uji Gas dari Lab Eksternal	Uji laboratorium	triwulan	-
12	$EF_{grid,y}$	Faktor Emisi GRK Sistem Ketenagalistrikan dimana hasil produksi listrik aksi mitigasi disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,87	tCO <sub>2</sub> /MWh	Faktor Emisi GRK system ketenagalistrikan tahun 2019	-	-	-

J.2. Tabel 2. Parameter-parameter yang ditetapkan di awal (*ex ante*)

No.	Parameter	Deskripsi	Nilai	Satuan	Sumber data	Keterangan lainnya
1	$EG_x$	Produksi Listrik yang dihasilkan selama 3 tahun beroperasi sebelum dilakukan kegiatan konversi, pada tahun x	2017 = 263.424,50 2018 = 449.901,60 2019 = 260.190,90	MWh	kWh meter	Menggunakan kWh meter yang dikalibrasi secara rutin setiap 5 tahun dan berita acara transaksi listrik
2	$FC_{NG,x}$	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar natural gas yang digunakan oleh semua unit pembangkit single cycle pada tahun x (satuan masa atau volume/tahun)	2017 = 3.898.500,049 2018 = 5.639.296,651 2019 = 3.534.763,323	MMBTU	Laporan pemakaian bahan bakar	Data diperoleh secara harian
3	$FC_{HSD,x}$	jumlah konsumsi per jenis bahan bakar HSD yang digunakan oleh semua unit pembangkit single cycle pada tahun x (satuan masa atau volume/tahun)	2017 = 0 2018 = 20.760,242 2019 = 8.033,69	KL	Laporan pemakaian bahan bakar	Data diperoleh secara harian
4	$NCV_{HSD,x}$	nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar High Speed Diesel yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (GJ/unit masa atau volume)	2017 = 42,66 2018 = 42,66 2019 = 42,66	TJ/Gg	Buku Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK (Lampiran. 4)	-
5	$EF_{CO_2,min}$	Faktor Emisi CO <sub>2</sub> dari jenis bahan bakar fosil dengan tingkat emisi rendah yang digunakan pembangkit baseline selama 3 (tiga) tahun historis operasi	0,05764 atau 57640	tCO <sub>2</sub> /GJ atau kgCO <sub>2</sub> /TJ	Buku Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK (Lampiran. 4)	-
6	$CAP_{max}$	daya mampu pembangkit (gross) maksimum sebelum pelaksanaan aksi mitigasi (MW)	303,29	MW	SLO sebelum adanya mitigasi	Dilakukan tiap 5 tahun
7	$T_{max}$	jam operasi maksimum unit pembangkit aksi mitigasi dapat beroperasi penuh dalam setahun sebelum pelaksanaan aksi mitigasi (jam/tahun)	8.191,28	jam	Aplikasi PRONIA	Data selama 1 tahun
8	$HMR_x$	Rata rata jumlah jam operasi selama unit tidak beroperasi karena pemeliharaan atau perbaikan di tahun x (jam/tahun)	2017 = 264,26 2018 = 1.334,89 2019 = 107	Jam/tahun	Aplikasi PRONIA	-
9	$GWP_{CH_4}$	Global Warming Potential Metana yang relevan (tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub> )	29,8	tCO <sub>2</sub> e/tCH <sub>4</sub>	IPCC GWP100	-

No.	Parameter	Deskripsi	Nilai	Satuan	Sumber data	Keterangan lainnya
10	$\rho_{HSD,x}$	density jenis bahan bakar HSD yang digunakan oleh pembangkit single cycle pada tahun x	2017 = 837,5 2018 = 837,5 2019 = 837,5	kg/m <sup>3</sup>	Buku Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK (Lampiran. 4)	-

J.3. Tabel 3. Perkiraan pengurangan emisi GRK rata-rata per tahun.

Pengurangan Emisi GRK	Unit satuan
429.125,18	Ton CO <sub>2</sub> eq

**Lampiran 3. Penilaian dan Pemantauan Kontribusi Aksi Mitigasi Bagi Pembangunan**

**Tabel 3.1. Matriks Penilaian Resiko Dampak**

No.	Indikator	Aspek Terdampak	Kondisi Awal	Kondisi Hipotetis Setelah Proyek	Dampak
<b>1</b>	<b>Lingkungan</b>				
1.1	Fungsi Ekologis Lokal	Fungsi Laut Outfall dan Resapan Air	<ul style="list-style-type: none"> <li>Air laut digunakan sebagai air pendingin dan bahan baku air demin atau proses untuk operasional pembangkit blok 1 dan blok 3</li> <li>Area lahan terbuka untuk area resapan dan penghijauan cukup tinggi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Air laut digunakan sebagai air pendingin dan bahan baku air demin atau proses untuk operasional pembangkit blok 1, 2 dan 3</li> <li>Luas area lahan terbuka untuk resapan air berkurang untuk Pembangunan PLTGU Grati Add On Blok 2 sebesar 12.410,73 m<sup>2</sup></li> </ul>	-
1.2.	Kuantitas dan Kualitas Sumber Daya Alam	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bahan bakar gas alam</li> <li>Sumber daya air laut</li> <li>Limbah Padat Non B3</li> <li>Limbah B3</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kebutuhan bahan bakar gas alam sebesar 3.534.763,32 MMBTU dan HSD 8.033,69 pada tahun 2019</li> <li>Tidak Kebutuhan air pendingin kondensor</li> <li>Sampah domestik rata-rata yang dihasilkan 7,8 ton/bulan dan LB3 sebesar 2.732,6 kg/bulan terkelola dengan baik</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kebutuhan bahan bakar gas alam bertambah karena kebutuhan sistem meningkat, dimana membutuhkan gas sebesar 16.526.396,04 MMBTU dan sudah tidak menggunakan bahan bakar HSD</li> <li>Kebutuhan air baku bertambah menjadi 20.525.861 m3/bulan untuk kebutuhan air pendingin dan bahan baku desalination plant</li> <li>Timbulan sampah cenderung meningkat pada saat proses kontruksi proyek diperkirakan menghasilkan 3,57 ton/bulan dan dan LB3 sebesar 2.217,6 kg/bulan serta dilakukan pengelolaan sampah bersamaan operasional eksisting</li> </ul>	-
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Penurunan Emisi GRK</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rata – rata Penurunan emisi GRK sebesar 429.125,18 Ton CO<sub>2</sub>eq</li> </ul>	+



No.	Indikator	Aspek Terdampak	Kondisi Awal	Kondisi Hipotetis Setelah Proyek	Dampak
1.3.	Keanekaragaman Hayati	Habitat benthos dan plankton	Tingkat dan kerentanan keanekaragaman hayati di lokasi <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 tidak tinggi karena beban pencemar air rendah	Kegiatan <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 tidak akan mengganggu keanekaragaman hayati di sekitar lokasi karena limbah cair diolah terlebih dahulu sampai memenuhi baku mutu yang dipersyaratkan	0
1.4.	Kesehatan dan Keselamatan	Tenaga Kerja dan sanitasi	-	Adanya resiko bahaya terhadap kesehatan dan keselamatan tenaga kerja di proyek <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2	-
2	Ekonomi				
2.1.	Pendapatan masyarakat	Masyarakat, terutama warga lokal	Jenis pekerjaan masyarakat terdekat adalah nelayan dengan penghasilan dibawah UMR pasuruan	Dengan adanya proyek <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2, ada kemungkinan peningkatan pendapatan dengan meningkatkannya kebutuhan pekerjaan kontruksi dan operasioanal pembangkit	+
2.2.	Lapangan kerja	Tenaga kerja konstruksi;	-	Tenaga kerja dalam tahap konstruksi sebanyak ± 649 orang selama proses pembangunan;	+
		Tenaga kerja operasi		Karyawan operasional <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2 merupakan karyawan ex PLTG Blok 2 dan penambahan operator HRSG dan ST 2.0	
3	Sosial				
3.1.	Akses Pada Jasa dan Pelayanan Umum	Jalan umum	-	Pada tahap kontruksi terjadi mobilisasi peralatan dan material proyek yang berpotensi mengganggu jalan raya umum	-
			-	Memberikan bantuan pembangunan fasilitas umum dan kegiatan CSR untuk warga sekitar sehingga meningkatkan produktifitas warga	+
3.2.	Integritas sosial	-	-	Skala proyek tidak menyebabkan potensi gangguan/perubahan pada pranata sosial yang ada	0
3.3.	Penghormatan Budaya	-	-	Pelaksanaan proyek tidak berpotensi mengganggu warisan budaya dan adat istiadat masyarakat setempat	0

**Tabel 3.2. Matriks Upaya Pengelolaan Dampak Negatif**

No.	Indikator	Aspek Terdampak	Uraian Upaya Pengelolaan Dampak	Keterangan
1.	Fungsi ekologis lokal	Fungsi Laut Outfall dan serapan air	Melakukan koordinasi dengan instansi Dinas Penanaman Modal dan Pelayanan Terpadu Satu Pintu untuk pengurusan IMB <i>Add On</i> PLTGU Grati Blok 2	
2.	Kuantitas dan kualitas sumber daya alam	Limbah B3 dan Non B3	Prosedur Operasi Tetap untuk pengumpulan dan pengolahan limbah kategori B3 dan Non B3 disusun dan dilaksanakan sesuai ketentuan yang berlaku.	Pengelolaan LB3 dan LNB3 sesuai dengan izin yang dimiliki
		Kualitas udara dan kebisingan	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melakukan penghijauan di sekitar area lokasi pembangkit untuk mereduksi kebisingan dan pencemaran udara</li> <li>• Melakukan overhaul secara periodik terhadap peralatan pembangkit</li> <li>• Merawat dan memelihara lanskap pohon-pohon pelindung</li> </ul>	Pengukuran sampling emisi langsung dan dianalisa di laboratorium eksternal kemudian dibandingkan dengan acuan baku mutu Perdirjen no 17 tahun 2021 dan Permenlhk no 15 tahun 2019.
		Kualitas Air dan Biota Akuatik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limbah cair diolah di IPAL sebelum dibuang ke badan air</li> <li>• Limbah minyak diolah pada oil separator kemudian ditampung dan diangkut oleh perusahaan pengolah LB3</li> <li>• Dilakukan pengujian sampel badan air secara berkala sebagai bagian dari laporan pelaksanaan UKL/UPL</li> </ul>	Pengukuran sampling limbah cair dan dianalisa di laboratorium eksternal kemudian dibandingkan dengan acuan baku mutu berdasarkan PP No 22 Tahun 2021 tentang Baku Mutu Air Laut (Lampiran VIII) dan Kepmenlh No. 254 Tahun 2020 tentang Izin Pembuangan Air Limbah ke Laut PT Indonesia Power UBP Grati
3.	Kesehatan dan keselamatan	Tenaga Kerja	<i>Standard Operating Procedure</i> dan panduan Kesehatan dan Keselamatan Tenaga Kerja disusun dan disosialisasikan kepada tenaga kerja;	
			Alat pelindung diri dan peralatan keselamatan di lokasi proyek disediakan sesuai dengan ketentuan yang ada	

No.	Indikator	Aspek Terdampak	Uraian Upaya Pengelolaan Dampak	Keterangan
4.	Akses Pada Jasa dan Pelayanan Umum	Jalan umum	Pengaturan lalu lintas saat tahap konstruksi	

**Tabel 3.3. Matriks Rencana Pemantauan Kontribusi Proyek terhadap Pembangunan Berkelanjutan**

No.	Indikator	Aspek Terdampak	Parameter yang Dipantau	Acuan Kinerja	Referensi
1	Kuantitas dan kualitas sumber daya alam	Limbah B3 dan Non B3	Timbulan LB3 dan LNB3	SOP pengelolaan limbah B3 dan Limbah Non B3	Izin Penyimpanan LB3
		Kualitas udara dan kebisingan	NOx, SO2, CO, Particulate (TSP) dan Kebisingan	Perdirjen no 17 tahun 2021 dan Permenlhk no 15 tahun 2019.	Laporan RKL RPL PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati per semester
		Penurunan emisi GRK	nilai penurunan emisi tahunan/bulanan dalam satuan CO2eq	Peraturan Menteri ESDM Nomor 22 Tahun 2019 tentang Pedoman Penyelenggaraan Inventarisasi dan Mitigasi Gas Rumah Kaca Bidang Energi	Pelaporan melalui aplikasi APPLE GATRIK Laporan Verifikasi Pencapaian SDGs PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati
		Hidrooceanografi (temperature)	Suhu air laut pada outfall pembangkit	baku mutu berdasarkan PP No 22 Tahun 2021 tentang Baku Mutu Air Laut (Lampiran VIII) dan Kepmenlh No. 254 Tahun 2020 tentang Izin Pembuangan Air Limbah ke Laut PT Indonesia Power UBP Grati	Laporan RKL RPL PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati per semester
		Kualitas Air dan Biota Akuatik	Limbah Air Pendingin (Air Bahang) : - Temperatur dan Klorin Bebas - Air Limbah Desalinasi : Temperature, pH dan Salinitas	baku mutu berdasarkan PP No 22 Tahun 2021 tentang Baku Mutu Air Laut (Lampiran VIII) dan Kepmenlh No. 254 Tahun 2020 tentang Izin	Laporan RKL RPL PT PLN Indonesia Power PLTGU Grati per semester

No.	- Indikator	Aspek Terdampak	Parameter yang Dipantau	Acuan Kinerja	Referensi
			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Air Limbah WWTP : pH, TSS, Minyak &amp; Lemak, Korin Bebas, Kromium total, Tembaga, Besi, Seng dan Phospat</li> <li>- Oil Separator : TOC dan Minyak &amp; Lemak</li> <li>- Air Limbah Domestik : pH, BOD, COD, TSS, Minyak &amp; Lemak, Amoniak dan Totoal Coliform</li> </ul>	Pembuangan Air Limbah ke Laut PT Indonesia Power UBP Grati	
2	Kesehatan dan keselamatan	Tenaga kerja	Adanya dokumen SOP dan panduan K3;	Undang - Undang No.1 Tahun 1970 tetang Keselamatan Kerja	Surat Keputusan Senior Manager No 336./08.01/03/V/2024 – Tentang panitia P2K3 di PT PLN Indonesia Power UBP Grati
			Adanya peralatan K3 standar;		Dokumen Inspeksi dan Monitoring Peralatan K3
			Jumlah kejadian dan kecelakaan K3		Laporan zero accident , 1 tahun 1 kali, ke Disnaker
3	Lapangan kerja	Tenaga kerja konstruksi dan operasi	Penyerapan tenaga kerja lokal	Dokumen Usulan Proyek dan Dokumen AMDAL	Data / informasi mengenai pengelolaan tenaga kerja dari manajemen PT PLN Indonesia Power
4	Pendapatan masyarakat	Masyarakat, terutama warga lokal	Peningkatan pendapatan ataupun kesejahteraan masyarakat terutama warga lokal		Hasil wawancara dengan penduduk lokal dengan jumlah responden ditentukan secara purposive sampling dari kepala Keluarga penduduk kelurahan yang dipantau dan observasi lapangan dengan pendataan data penerimaan tenaga kerja

No.	- Indikator	Aspek Terdampak	Parameter yang Dipantau	Acuan Kinerja	Referensi
5	Akses pada jasa dan pelayanan umum	Jalan umum	Kondisi jalan	Dokumen AMDAL	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Data hasil pengamatan langsung kualitas jalan</li> <li>• Data hasil observasi dan kuisioner tentang pendapat masyarakat dalam hubungannya dengan kerusakan jalan</li> <li>• Laporan pelaksanaan program CSR perusahaan terkait dengan perbaikan jalan</li> </ul>

Resume

Nama Pembangkit	Tahun	Kapasitas (MW)	Produksi listrik netto (KWh Penjualan)	Jumlah Pemakaian bahan bakar tahun pelaporan (y)			Emisi Baseline (ton CO2)	EF <sub>CO2,BL</sub>	EF <sub>grid,y</sub>	Project Emisi (EPy)	LE <sub>Upstream</sub>	LE <sub>HR</sub>	LE <sub>y</sub>	Penurunan Emisi (tonCO2)
			(MWh)	Gas (MMBTU)	HSD (KL)	MFO (KL)								
PLTGU GRATI Blok 2	2021	499,79	1.867.929,9	16.526.396,040	0,000	0,000	1.627.526	0,88	0,87	1.002.682	110.218	-	110.218	514.627
	2022	499,79	1.624.394,7	14.049.701,336	152,782	0,000	1.399.719	0,88	0,87	850.685	87.187	-	87.187	461.847
	2023	499,79	1.728.000,3	15.249.585,307	569,709	0,000	1.493.807	0,88	0,87	925.584	98.393	-	98.393	469.831
	2024	499,79	2.024.106,7	17.628.310,000	1.191,760	0,000	1.746.335	0,88	0,87	1.071.461	120.576	-	120.576	554.298
	2025	499,79	1.337.560,6	12.764.972,843	873,100	0,000	1.174.160	0,88	0,87	775.891	75.318	-	75.318	322.951
	2026	499,79	1.286.863,1	12.765.007,918	1.094,220	0,000	1.149.349	0,88	0,87	776.480	75.344	-	75.344	297.525
	2027	499,79	1.442.686,1	13.633.227,429	1.301,240	0,000	1.295.881	0,88	0,87	829.645	83.439	-	83.439	382.798

1. Emisi Baseline

Sumber : MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 (rumus emisi baseline kasus B)

Apabila produksi listrik yang dihasilkan dari unit-unit pembangkit aksi mitigasi, disesuaikan untuk perubahan efisiensi (EGPJ,adj,y), melebihi tingkat rata-rata produksi listrik tahunan (EGBLAVR) sebelum aksi mitigasi, tetapi lebih rendah dari atau sama dengan produksi listrik maksimum yang dapat dihasilkan dari unit-unit pembangkit aksi mitigasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan (EGBLAVR)

$$BE_y = EG_{BL,AVR} \cdot EF_{CO2,BL,y} + (EG_{PJ,adj,y} - EG_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{CO2,BL}; EF_{grid,y}) \quad (2)$$

$$EG_{BL,AVR} = \frac{\sum_{x=1}^3 EG_x}{3}$$

$$EG_{PJ,adj,y} = EG_{PI,y} \times \frac{\eta_{I,min,z}}{\eta_{PI,z}}$$

$$\eta_{PI,min,y} = \min(\eta_{PI,1}, \dots, \eta_{PI,y})$$

dimana:

BE<sub>y</sub> = Emisi Baseline pada tahun y (tonCO<sub>2</sub>/tahun)

EG<sub>max</sub> = produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y, disesuaikan untuk perubahan efisiensi (MWh/tahun)

EG<sub>BL,AVR</sub> = rata-rata jumlah produksi listrik baseline dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama 3 (tiga) tahun operasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan (MWh/tahun)

EG<sub>max</sub> = produksi listrik neto maksimum tahunan yang dapat diproduksi oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada skenario baseline (MWh/tahun)

EF<sub>CO2,BL</sub> = Faktor Emisi CO<sub>2</sub> untuk produksi listrik yang dihasilkan dalam mode single cycle pada kondisi baseline (tCO<sub>2</sub>/MWh)

EF<sub>adj</sub> = Faktor Emisi GRK Sistem Ketenagalistrikan dimana hasil produksi listrik aksi mitigasi disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik (tCO<sub>2</sub>/MWh)

dimana:

EG<sub>BL,AVR</sub> = rata-rata jumlah produksi listrik baseline dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun operasi sebelum aksi mitigasi dilaksanakan (MWh/tahun)

ΣEG<sub>x</sub> = produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun terakhir operasi pada periode x dan tidak terdapat retrofit pada periode ini (MWh/tahun)

x = masing-masing tahun operasi pada 3 (tiga) tahun historis operasi

$$EG_{MAX} = CAP_{max} \cdot T_{max}$$

dimana:

EG<sub>max</sub> = produksi listrik maksimum tahunan yang dapat diproduksi oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada skenario baseline (MWh/tahun)

CAP<sub>max</sub> = daya mampu pembangkit (gross) maksimum sebelum pelaksanaan aksi mitigasi (MW)

T<sub>max</sub> = jam operasi maksimum unit pembangkit aksi mitigasi dapat beroperasi penuh dalam setahun sebelum pelaksanaan aksi mitigasi (jam/tahun)

dimana:

EG<sub>PI,adj</sub> = produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y, disesuaikan untuk perubahan efisiensi (MWh/tahun)

EG<sub>PI,y</sub> = produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik pada tahun y (MWh/tahun)

η<sub>PI,adj,y</sub> = efisiensi minimum pembangkit aksi mitigasi yang dimonitor selama tahun pertama hingga setahun sebelum tahun terakhir (1 ke y-1)

η<sub>PI,1</sub> = rata-rata efisiensi energi unit-unit pembangkit aksi mitigasi yang dimonitor selama tahun pertama hingga setahun sebelum tahun terakhir (1 ke y-1)

$$BE_y = EG_{BL,AVR} \cdot EF_{CO2,BL,y} + (EG_{PJ,adj,y} - EG_{BL,AVR}) \cdot \min(EF_{CO2,BL}; EF_{grid,y}) \quad (2)$$

tahun	nilai efisiensi sejak pelaksanaan konversi							Nilai efisiensi rata-rata (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Nilai Efisiensi rata-rata
2021	38,590							38,59	38,59
2022	38,590	39,47						38,59	39,03
2023	38,590	39,47	38,64					38,59	38,90
2024	38,590	39,47	38,64	39,17				38,59	38,97
2025	38,590	39,47	38,64	39,17	35,75			38,59	38,32
2026	38,590	39,47	38,64	39,17	35,75	34,40		38,59	37,67
2027	38,590	39,47	38,64	39,17	35,75	34,40	36,11	38,59	37,45

Daya mampu unit sebelum dilakukan kegiatan konversi (MW) CAPmax	Jam pembangkit tidak beroperasi dikarenakan maintenance dan perbaikan 3 tahun terakhir sebelum dilakukan kegiatan konversi (jam)			jam operasi maksimum unit pembangkit aksi mitigasi dapat beroperasi (jam) / TMAX
	2017	2018	2019	
	303,29	264,26	1.334,89	
			107,00	

HRMx 568,72 Jam

CAP Max	Sebelum mitigasi	Sesudah mitigasi
GT 2.1	101,00	100,50
GT 2.2	100,29	100,29
GT 2.3	102,00	102,00
ST 2.0	-	197,00
Total OC	303,29	499,79

Produksi Listrik yang dihasilkan selama 3 tahun beroperasi sebelum dilakukan kegiatan konversi (MWh) EGx		
2017	2018	2019
263.424,50	449.901,60	260.190,90

EG <sub>BLAVR</sub>	324.505,67
---------------------	------------

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Satuan
EG <sub>PJ,adj,y</sub>	1.867.929,9	1.606.082,28	1.714.229,62	2.004.491,73	1.346.818,63	1.318.301,02	1.486.728,66	MWh
EG <sub>BLAVR</sub>	324.505,67	324.505,67	324.505,67	324.505,67	324.505,67	324.505,67	324.505,67	MWh
EG <sub>MAX</sub>	2.484.334,32	2.484.334,32	2.484.334,32	2.484.334,32	2.484.334,32	2.484.334,32	2.484.334,32	MWh/tahun
EF <sub>CO2,BL</sub>	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	Ton CO <sub>2</sub> /MWh
EF <sub>grid,y</sub>	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	Ton CO <sub>2</sub> /MWh
BE <sub>y</sub> (Emisi Baseline)	1.627.526,29	1.399.718,89	1.493.807,08	1.746.335,11	1.174.159,52	1.149.349,20	1.295.881,24	Ton CO <sub>2</sub>

2. Faktor Emisi

sumber : MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 (rumus FE CO2 untuk unit dengan catatan historis selama 3 tahun terakhir tidak ada *major retrofit* )

$$EF_{CO2,BL} = \frac{\sum_{i=1}^3 FC_{i,x} \cdot NCV_{i,x}}{\sum_{i=1}^3 EG_x} \times EF_{CO2,ref}$$

dimana:

- EF<sub>CO2,BL</sub> = Faktor Emisi CO2 untuk produksi listrik yang dihasilkan dalam mode single cycle pada kondisi baseline (tCO2/MWh)
- FC<sub>i,x</sub> = jumlah konsumsi per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan masa atau volume/tahun)
- NCV<sub>i,x</sub> = nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (GJ/unit masa atau volume)
- EF<sub>CO2,ref</sub> = Faktor Emisi CO2 dari jenis bahan bakar fosil dengan tingkat emisi rendah yang digunakan pembangkit baseline selama 3 (tiga) tahun historis operasi (tCO2/GJ)
- EG<sub>x</sub> = produksi listrik neto dari semua unit pembangkit aksi mitigasi yang disalurkan ke sistem interkoneksi tenaga listrik selama tiga tahun terakhir operasi pada periode x dan tidak ada retrofit pada periode ini (MWh/tahun)
- x = masing-masing dari 3 (tiga) tahun historis operasi

NCV Gas	45,2 TJ/Gg	2605328 kgCO2/Gg	2,605328 kgCO2/kg Gas
NCV HSD	42,63 TJ/Gg	3167409 kgCO2/Gg	3,167409 kgCO2/kg HSD

Konversi	
F Konversi MMBTU ke TJ	0,001055
F Emisi Gas (EF <sub>CO2min</sub> )	57840 kgCO2/TJ
F Emisi HSD	74300 kgCO2/TJ
Density	837,5
NCV (HSD)	42,66 TJ/Gg
Data diambil dari Pedoman perhitungan dan inventarisasi GRK	
EF <sub>grid</sub>	0,87 Ton CO <sub>2</sub> /MWh
nilai FE GRK sistem ketenagalistrikan 2019, grid jamali	

Jumlah pemakaian bahan bakar 3 tahun terakhir sebelum dilakukan kegiatan konversi					
2017		2018		2019	
Gas	HSD	Gas	HSD	Gas	HSD
MMBTU	kl	MMBTU	kl	MMBTU	kl
3.898.500,05	0,00	5.639.296,65	20.760,24	3.534.763,32	8.033,69

Emisi Gas Bumi (tonCO2)		Emisi HSD (tonCO2)	
2017	2018	2017	2018
237.068,57	342.926,76	214.949,66	0,00
			42.752,55
			16.544,16

3. PROJECT EMISI

Emisi aksi mitigasi (EPy) dihitung menggunakan versi terakhir dari "Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion" yang dinyatakan sebagai EPFC,j,y di mana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap. Ketika "Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion" diaplikasikan, maka bahan bakar fosil yang dicampur dengan bahan bakar nabati dianggap 100% merupakan bahan bakar fosil. (MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0)

EP<sub>y</sub> = EP<sub>FC,j,y</sub>

dimana:

EP<sub>y</sub> = Emisi aksi mitigasi pada tahun y (tCO2)

EP<sub>FC,j,y</sub> = Emisi aksi mitigasi pada tahun y, dimana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap

EP<sub>FC,j,y</sub> = Σ<sub>i</sub> FC<sub>i,j,y</sub> × COEF<sub>i,y</sub>

dimana:

EP<sub>FC,j,y</sub> = Emisi aksi mitigasi pada tahun y, dimana j adalah pembakaran bahan bakar fosil aksi mitigasi dan untuk mengoperasikan unit-unit pembangkit aksi mitigasi serta untuk menambah panas buang dalam pengoperasian turbin uap (tCO2)

FC<sub>i,j,y</sub> = Jumlah konsumsi bahan bakar i dari proses j pada tahun y (massa atau volume)

COEF<sub>i,y</sub> = koefisien emisi CO2 tiap jenis bakar i di tahun y (tCO2/massa atau volume)

i = jenis bahan bakar fosil

COEF<sub>i,y</sub> = w<sub>c,i,y</sub> × 44/12 (jika dalam satuan massa)

COEF<sub>i,y</sub> = w<sub>c,i,y</sub> × ρ<sub>i,y</sub> × 44/12

tahun	Project Emisi (EPy)	Satuan
2021	1.002.681,68	Ton CO2
2022	850.685,14	Ton CO2
2023	925.583,61	Ton CO2
2024	1.071.461,14	Ton CO2
2025	775.890,95	Ton CO2
2026	776.480,05	Ton CO2
2027	829.644,79	Ton CO2

Konversi		
btu to MJ	0,001057	M <sup>3</sup> to MJ
m <sup>3</sup> to Ft <sup>3</sup>	35,3147	Kg to MJ
MMBTU to M <sup>3</sup>	28,32058907	Kg to M <sup>3</sup>
GJ to BTU	948700	Ft <sup>3</sup> to m3
		0,0283168

Parameter	Tahun (Nilai)							Satuan
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Fc(gas) <sub>j,y</sub> (Pemakaian Gas)	16.526.396,04	14.049.701,34	15.249.585,31	17.628.310,00	12.764.972,84	12.765.007,92	13.633.227,43	MMBTU
Fc(gas) <sub>j,y</sub> (Pemakaian Gas)	485.626.995,97	410.907.341,10	448.491.566,03	518.420.621,34	375.397.593,57	375.398.625,07	400.931.583,04	m <sup>3</sup>
Total LHV	963,650	968,205	962,826	962,881	962,881	962,881	962,881	btu/ft <sup>3</sup>
Spesific Gravity	0,635	0,632	0,632	0,633	0,633	0,633	0,633	
Density gas (data density udara 1,225 kg/m3)	0,778	0,774	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	kg/m <sup>3</sup>

Parameter	Tahun (Nilai)							Satuan
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Kandungan C (W <sub>c,i,y</sub> )	72,409	72,936	72,536	72,522	72,522	72,522	72,522	% (kg Carbon/100Kg Gas)
LHV	963,650	968,205	962,826	962,881	962,881	962,881	962,8809273	8tu/ft3
	0,03587	0,03604	0,03584	0,03584	0,03584	0,03584	0,035842575	GJ/M3
COEF <sub>i,y</sub>	0,0026550	0,0026743	0,0026596	0,0026591	0,0026591	0,0026591	0,002659125	Ton CO2/Satuan Massa
	0,0020647	0,0020693	0,0020604	0,0020607	0,0020607	0,0020607	0,0020607	Ton CO2/M3



4. LEAKAGE EMISI

$LE_{HR,y}$  Emisi Leakage akibat penurunan jumlah panas buang yang diperoleh kembali untuk tujuan lain selain pembangkit listrik dalam aksi mitigasi, dibandingkan dengan tahun terakhir sebelum pelaksanaan aksi mitigasi, dalam periode y (tCO2e/tahun)

$LE_y = LE_{upstream,y} + LE_{HR,y}$

dimana:

- $LE_y$
- $LE_{upstream,y}$
- $LE_{HR,y}$
- = Emisi Leakage pada tahun y (tCO2e/tahun)
  - = Emisi Leakage terkait dengan emisi upstream dari penambahan penggunaan bahan bakar fosil dalam aksi mitigasi pada tahun y (tCO2e/tahun)
  - = Emisi Leakage akibat penurunan jumlah panas buang yang diperoleh kembali untuk tujuan lain selain pembangkit listrik dalam aksi mitigasi, dibandingkan dengan tahun terakhir sebelum pelaksanaan aksi mitigasi, dalam periode y (tCO2e/tahun)

$LE_{HR,y} = 0$  tidak ada uap panas yang digunakan selain untuk pembangkit

$LE_{upstream,y} = \max \left[ 0, \left( \sum_i (FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{i,upstream,CH_4}) \cdot GWP_{CH_4} + LE_{LNG,CO_2,y} \right) \cdot \left( 1 - \frac{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^3 \sum_k FC_{i,k} \cdot NCV_{i,k}}{\sum_i FC_{i,y} \cdot NCV_{i,y}} \right) \right]$

dimana:

- $LE_{upstream,y}$
- $FC_{i,y}$
- $NCV_{i,y}$
- $EF_{i,upstream,CH_4}$
- $GWP_{CH_4}$
- $LE_{LNG,CO_2,y}$
- $FC_{i,y}$
- $NCV_{i,y}$
- = Emisi Leakage terkait dengan emisi upstream dari penambahan penggunaan bahan bakar fosil dalam aksi mitigasi pada tahun y (tCO2e/tahun)
  - = jumlah konsumsi per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan oleh semua unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (satuan masa atau volume/tahun)
  - = nilai kalor bersih (weighted average) per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun y (GJ/unit massa atau volume)
  - = Faktor Emisi upstream emisi metana fugitive akibat dari produksi, transportasi, distribusi bahan bakar fosil i yang digunakan unit-unit pembangkit aksi mitigasi pada tahun y (tCO4/GJ)
  - = Global Warming Potential yang relevan (tCO2e/tCH4)
  - = Emisi Leakage karena pembakaran bahan bakar fosil/konsumsi listrik terkait liquefaction, transportasi re-gasifikasi dan kompresi LNG ke transmisi atau sistem distribusi gas bumi pada tahun y (tCO2e/tahun)
  - = jumlah konsumsi per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan dalam unit-unit pembangkit aksi mitigasi dalam periode x (satuan masa atau volume/tahun)
  - = nilai kalor bersih per jenis bahan bakar fosil i yang digunakan dalam aksi mitigasi pada tahun x (GJ/unit massa atau volume) x = masing-masing dari 3 (tiga) tahun historis operasi

tahun	LE Part 1	LE HR	konsumsi (TJ)			LE Upstream	LE <sub>y</sub>
			2017-2019	Rata-rata 2017-2019	Tahun Pelaporan		
2021	153.793,72	-	14.820,29	4.940,10	17.435,35	110.218,10	110.218
2022	130.746,40	-	14.820,29	4.940,10	14.827,89	87.186,61	87.187
2023	141.914,27	-	14.820,29	4.940,10	16.108,67	98.392,96	98.393
2024	164.053,27	-	14.820,29	4.940,10	18.640,45	120.575,81	120.576
2025	118.793,93	-	14.820,29	4.940,10	13.498,24	75.317,63	75.318
2026	118.795,23	-	14.820,29	4.940,10	13.506,18	75.344,00	75.344
2027	126.875,73	-	14.820,29	4.940,10	14.429,55	83.438,57	83.439
Default Faktor Emisi Fugitive							
gas bumi			296				
BBM(HSD)			4,1				

MSEP 008; Metodologi CDM ACM0007 Versi 06.1.0 (tabel 1)

5. Perhitungan Penurunan Emisi

$PE_y = BE_y - EP_y - LE_y$

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Satuan
BEy (Emisi Baseline)	1.627.526,29	1.399.718,89	1.493.807,08	1.746.335,11	1.174.159,52	1.149.349,20	1.295.881,24	Ton CO <sub>2</sub>
EPy (Project)	1.002.681,68	850.685,14	925.583,61	1.071.461,14	775.890,95	776.480,05	829.644,79	
LEy (Leakage)	110.218,10	87.186,61	98.392,96	120.575,81	75.317,63	75.344,00	83.438,57	
PEy (Penuruan Emisi)	514.626,50	461.847,14	469.830,51	554.298,15	322.950,94	297.525,15	382.797,89	