

Tahapan Kegiatan	No	Nama Kegiatan pada KA Andal		Nama Kegiatan pada Andal	
	26		Pembersihan dan Penyiapan Lahan (Pengoperasian Alat Berat, Peledakan (<i>blasting</i>), Gali-Urug, Perataan dan Pemadatan)	Pengolahan Limbah	Pembuangan serbuk dan Lumpur Bor
	27		Konstruksi Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya		Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)
	28		Pengalihan dan Pembangunan Jalan		Pengelolaan Air Ballast
	29		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Padat Domestik dan Limbah Padat Bukan B3		<i>Hydrotest</i> dan Pembuangan Air <i>Hydrotest</i>
	30		<i>Start-up</i> dan <i>Commissioning</i>		Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (bahan habis terpakai, oli, bahan bakar, baterai, majun)
	31	Dermaga	Pengerukan dan Pembuangan Hasil Keruk		Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga
	32		Pembangunan Jalan Lintasan ke Dermaga (<i>Causeway</i> - Menggunakan Material Tanah yang Dipadatkan)		Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai
	33		Pembangunan Dermaga (MOF, Dermaga Perintis, Dermaga Pengisian LNG dan Kondensat)	Pelepasan Tenaga Kerja Konstruksi	
C. TAHAP OPERASI	34	C.1. KEGIATAN UMUM	Penerimaan dan Mobilisasi Tenaga Kerja Operasi	Penerimaan Tenaga Kerja Operasi	
	35		Penyimpanan, Pengisian, dan Konsumsi Bahan Bakar	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat

Tahapan Kegiatan	No	Nama Kegiatan pada KA Andal		Nama Kegiatan pada Andal	
	36		Peralatan Darurat Bertenaga Diesel (Bahan Habis Terpakai: Oli, Bahan Bakar, Baterai, Majun)		Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter
	37		Transportasi Peralatan dan Bahan Melalui Laut	Pengoperasian SURF	Eksplorasi Gas
	38		Transportasi Tenaga Kerja dan Bahan Menggunakan Helikopter		Operasional SURF
	39		Pengelolaan Air Ballast		<i>Intervention Workover Control Systems (IWOCS)</i>
	40	C.2. SURF	Ekstraksi Gas dari Sumur-Sumur Gas (Eksplorasi Gas)	Pengoperasian FPSO	Keberadaan dan Pengoperasian FPSO
	41		Operasional SURF		Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water
	42		<i>Intervention Workover Control Systems (IWOCS)</i>		Sistem Pendinginan dan Pembuangan Air Pendingin
	43	C.3. FPSO	Keberadaan dan Pengoperasian FPSO		Start-up Sistem MEG (Monoethylene Glycol)
	44		Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water		Sistem Dehidrasi TEG (Triethylene Glycol)
	45		Sistem Pendinginan dan Pembuangan Air Pendingin		Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG
	46		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Cair Bukan B3 (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi) dari Kegiatan di Lepas Pantai		Pembersihan Merkuri pada Kondensat
	47		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Padat Domestik dan Limbah Padat Bukan B3 dari Kegiatan di Lepas Pantai		Gas Suar (<i>Flaring</i>)
	48		Start-up Sistem MEG (Monoethylene Glycol)		Pemuatan dan Transportasi Kondensat
	49		Sistem Dehidrasi TEG (Triethylene Glycol)	Pengoperasian OLNG	Keberadaan dan pengoperasian Kilang OLNG
	50		Pengolahan dan Pembuangan Air Terproduksi		Unit Penjerapan Merkuri (MRU)

Tahapan Kegiatan	No	Nama Kegiatan pada KA Andal		Nama Kegiatan pada Andal	
	51		Penggerak Turbin Gas/Generator dan Emisi Gas Cerobong		Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU)
	52		Pembersihan Merkuri pada Kondensat		Dehidrasi Gas
	53		<i>Flaring - Flare Stack</i>		Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG
	54		Pemuatan dan Transportasi Kondensat		<i>Flaring (HP Wet, HP Dry and LP Dry Flaring)</i>
	55		Pemeliharaan FPSO		Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water
	56	C.4.GEP	Pemeliharaan Pipa Gas Ekspor (<i>Pigging</i>)		Demineralisasi dan Sistem Air Minum
	57	C.5. OLNG	Keberadaan dan Pengoperasian Kilang OLNG		Sistem Pendinginan Menggunakan Udara
	58		Unit Penyerapan Gas Kecut (AGRU)	Pengoperasian TUKS	Keberadaan dan Pengoperasian TUKS dan Jalan Lintas (<i>Causeway</i>) ke TUKS
	59		Dehidrasi Gas		Pemuatan dan Transportasi LNG
	60		Unit Penjerapan Merkuri (MRU)		Pemuatan dan Transportasi Kondensat
	61		Penggerak Turbin Gas/Generator dan Emisi Gas Cerobong	Pemeliharaan Fasilitas	Pemeliharaan FPSO
	62		<i>Cerobong Flare (HP Wet, HP Dry dan LP Dry Flaring)</i>		Pemeliharaan GEP
	63		Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water		Pemeliharaan Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya
	64		Demineralisasi dan Sistem Air Minum		Pemeliharaan Fasilitas Kelautan
	65		Sistem Pendinginan Menggunakan Udara	Konsumsi Bahan Bakar	
	66		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Cair Bukan B3 (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)	Pengolahan Limbah	Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)
	67		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Padat Domestik dan Limbah Padat Bukan B3		Pengolahan dan Pembuangan Limbah Cair Bukan B3 (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi) dari Kegiatan di Lepas Pantai

Tahapan Kegiatan	No	Nama Kegiatan pada KA Andal		Nama Kegiatan pada Andal	
	68		Pemeliharaan Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya		Pengolahan dan Pembuangan Air Terproduksi
	69	Dermaga	Keberadaan dan Pengoperasian Dermaga dan Jalan Lintas ke Dermaga		Pengelolaan Air Ballast
	70		Pemuatan dan Transportasi LNG		Peralatan Darurat Bertenaga Diesel (Bahan Habis Terpaka: Oli, Bahan Bakar, Baterai, Majun)
	71		Pemuatan dan Transportasi Kondensat		Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga
	72		Pemeliharaan Fasilitas Kelautan		Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai
D. TAHAP PASCA OPERASI	73	Pelepasan Tenaga Kerja Operasional		Penutupan dan Pembongkaran Seluruh Fasilitas	
	74	Penutupan dan Pembongkaran Seluruh Fasilitas		Pelepasan Tenaga Kerja Operasional	

Secara prinsip tidak terjadi perubahan atas apa yang dikemukakan dalam deskripsi proyek yang telah disetujui dalam Kerangka Acuan dengan apa yang dikemukakan dalam dokumen Andal pada Bab II, sebagai berikut:

1. Tidak terjadi perubahan atas Spesifikasi Teknik dalam proses pencairan gas kering dari FPSO menjadi *Liquefied Natural Gas* (LNG) di Kilang OLNG, tidak ada perubahan terhadap seluruh alat produksi baik pada FPSO maupun Kilang OLNG, tidak ada perubahan terhadap bahan penolong untuk pencairan gas yaitu *refrigerant* yang digunakan.
2. Tidak ada penambahan kapasitas produksi (tidak terjadi perubahan atas kapasitas produksi), Kilang OLNG menerima umpan (*feed*) gas kering sejumlah 1.759 MMSCFD dari FPSO untuk dicairkan menjadi LNG. Kilang OLNG dirancang dengan dua (2) *train* yang akan menghasilkan rata-rata tahunan LNG total sebesar 9.5 MTPA atau setiap *train* sebesar 4.75 MTPA; serta menghasilkan kondensat 6.392 BPD selama 30 tahun operasi.
3. Tidak terjadi perluasan rencana proyek dan tidak terjadi perubahan atas letak lokasi proyek yang direncanakan. Luas Kilang OLNG termasuk fasilitas pendukungnya sesuai rencana yang tercantum dalam Pra-FEED adalah kurang dari 700 ha yang terdiri dari $\pm 31,9$ ha Area Penggunaan Lain (APL) dan $\pm 664,1$ Ha kawasan Hutan Produksi yang dapat dikonversi (HPK).
4. Perubahan kebijakan pemerintah yang ditujukan untuk peningkatan Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan sebagaimana tercantum dalam PP No. 22 Tahun 2021 Tentang Penyelenggaraan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup serta Permen LHK No. 5 Tahun 2021 Tentang Tata Cara Penerbitan Persetujuan Teknis dan Surat Kelayakan Operasional Pengendalian Pencemaran Lingkungan. Berikut persetujuan AndaLalin telah diakomodir dalam Dokumen Andal sebagaimana dikemukakan pada Bab II.
5. Sejak disetujuinya Kerangka Acuan hingga disusunnya dokumen Andal, tidak terjadi perubahan Lingkungan Hidup yang sangat mendasar akibat peristiwa alam.

Sebagaimana dikemukakan pada bagian-bagian sebelumnya, oleh karena tidak terdapat perbedaan secara prinsip antara deskripsi kegiatan yang tercantum dalam KA yang telah disetujui maupun yang tercantum dalam Dokumen Andal (kecuali terdapat tambahan informasi dan data sesuai kemajuan dokumen Pra-FEED) maka Sub-bab 1.5.1 Ringkasan Rencana Kegiatan yang Telah Disetujui dalam Kerangka Acuan ini tidak dikemukakan untuk menghindarkan pengulangan yang sangat banyak seperti apa yang akan dikemukakan dalam Bab II Deskripsi Rencana Kegiatan Beserta Alternatifnya.

1.6.2 Ringkasan Dampak Penting Hipotetik yang Telah Ditetapkan dalam Kerangka Acuan

Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial ditetapkan dampak penting hipotetik (DPH) dalam kesepakatan KA-Andal yang diringkaskan dan dirangkum pada Tabel I-12. DPH yang tercantum tersebut selanjutnya akan dikaji secara seksama dalam studi Andal.

Tabel I-12 Daftar Dampak Penting Hipotetik (DPH) yang Telah Ditetapkan Dalam Kesepakatan KA-Andal dan akan Dikaji dalam Andal

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
A. Tahap Pra-Konstruksi			
Sosial Ekonomi	Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i>	Pengadaan Lahan	Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran Masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i>
	Pengaruh Terhadap Masyarakat Adat		Dampak Primer
	Harapan dan Keluhan Masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
B. Tahap Konstruksi			
Demografi	Peningkatan migrasi (mobilitas penduduk)	Penerimaan Tenaga Kerja Konstruksi	Dampak Primer
	Perubahan komposisi penduduk (usia, jenis kelamin, pendidikan, etnis, agama, mata pencaharian)		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan pertumbuhan populasi		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan kepadatan penduduk		Dampak Turunan dari Perubahan Pertumbuhan Populasi
	Gangguan terhadap keamanan masyarakat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Norma dan Nilai Sosial
Sosial Ekonomi	Kesempatan kerja		Dampak Primer
	Perubahan peluang usaha lokal		Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja dan Perubahan Peluang Usaha Lokal
	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja dan Perubahan Peluang Usaha Lokal
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja, Perubahan Peluang Usaha Lokal, Gangguan Kegiatan Perikanan dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Perubahan budaya		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan norma dan nilai sosial		Dampak Turunan dari Perubahan Budaya
	Pengaruh terhadap warisan budaya		Dampak Turunan dari Perubahan Budaya dan Perubahan Norma dan Nilai Sosial
	Gangguan terhadap situs sakral masyarakat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Norma dan Nilai Sosial
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
	Pengaruh terhadap kelompok masyarakat rentan (wanita, anak-anak miskin, lansia dan cacat)		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
Kesehatan Masyarakat	Perubahan penyakit menular		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Perubahan Sanitasi lingkungan, Perubahan Tingkat Pendapatan Masyarakat dan Perubahan Status Gizi Masyarakat

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
	Perubahan penyakit tidak menular		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Perubahan Sanitasi lingkungan, Perubahan Tingkat Pendapatan Masyarakat dan Perubahan Status Gizi Masyarakat
	Peningkatan penyalahgunaan zat aditif (narkoba, alkohol)		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Norma dan Nilai Sosial
	Perubahan status gizi masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Tingkat Pendapatan Masyarakat
	Perubahan sanitasi lingkungan		Dampak Turunan dari Perubahan Kepadatan Penduduk
Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja			
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap mamalia laut	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat	Dampak Primer
Kebisingan	Peningkatan kebisingan	Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter	Dampak Primer
Biota Terestrial dan Ekosistem	Gangguan terhadap habitat kritis dan spesies kunci (<i>trigger species</i>)		Dampak Turunan dari Peningkatan Kebisingan
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi Partikulat (TSP, PM10 dan PM2.5)	Pembersihan dan Penyiapan Lahan	Dampak Primer
Kebisingan	Peningkatan kebisingan		Dampak Primer
Hidrologi	Perubahan pola drainase		Dampak Primer
	Peningkatan aliran air permukaan		Dampak Turunan dari Perubahan Pola Drainase
Tanah	Peningkatan erosi tanah		Dampak Turunan dari Peningkatan Aliran Permukaan
Kualitas Air Permukaan	Perubahan muka air tanah		Dampak Primer
Biota Terestrial dan Ekosistem	Perubahan fungsi lahan		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap habitat kritis dan spesies kunci (<i>trigger species</i>)		Dampak Turunan dari Perubahan Fungsi Lahan dan Peningkatan Kebisingan
	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari: Perubahan Usaha Bisnis Lokal, Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i>
Sosial Budaya	Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>ecosystem services</i>		Dampak Primer
	Kekhawatiran masyarakat	Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal, Perubahan Pola Mata Pencaharian Masyarakat, Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat	
Sosial Budaya	Harapan dan keluhan masyarakat	Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat	
	Pemasangan GEP		

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap bentos	Pemasangan Pipa GEP Lepas Pantai	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Habitat Terumbu Karang, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut dan Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Kualitas Air Laut	Peningkatan konsentrasi TSS	Pemasangan Pipa GEP di Perairan Pantai (HDD/ <i>Trenching</i>)	Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap bentos		Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap plankton		Dampak Primer
	Gangguan terhadap habitat terumbu karang		Dampak Primer
	Gangguan terhadap padang lamun/rumput laut		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>ecosystem services</i>	Pendaratan Pipa (GEP) ke OLNG Berdekatan dengan <i>Causeway</i>	Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Habitat Terumbu Karang, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut dan Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan
	Pengaruh terhadap masyarakat adat		Dampak Primer
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Pembangunan Fasilitas OLNG dan TUKS serta Pendukungnya			
Kualitas Air Laut	Peningkatan salinitas	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Braine Water	Dampak Primer
Kebisingan	Peningkatan kebisingan	Konstruksi Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Perubahan peluang usaha lokal		Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Peluang Usaha Lokal
	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Usaha Bisnis Lokal dan Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i>
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal, Perubahan Pola Mata Pencaharian Masyarakat, Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi Partikulat (TSP, PM10 dan PM2.5)	Pengalihan dan Pembangunan Jalan	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Usaha Bisnis Lokal dan Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i>
	Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>ecosystem services</i>		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal, Perubahan Pola Mata Pencaharian Masyarakat, Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Pengaruh terhadap masyarakat adat		Dampak Primer
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi darat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Populasi Penduduk dari Kegiatan Penerimaan Tenaga Kerja
Kualitas Air Laut	Peningkatan konsentrasi TSS	Pengerukan dan Pembuangan Hasil Pengerukan	Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap bentos		Dampak Primer
	Gangguan terhadap habitat terumbu karang		Dampak Primer
	Gangguan terhadap padang lamun/rumput laut		Dampak Primer
Kualitas Air Laut	Peningkatan konsentrasi TSS	Pembangunan Jalan Lintasan (<i>Causeway</i>) ke TUKS	Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap bentos		Dampak Primer
	Gangguan terhadap mangrove		Dampak Primer
	Gangguan terhadap habitat terumbu karang		Dampak Primer
	Gangguan terhadap padang lamun/rumput laut		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal, Perubahan Pola Mata Pencaharian Masyarakat, Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi laut	Dampak Primer	
Pengolahan Limbah			
Kualitas Air Laut	peningkatan konsentrasi TSS	Hydrotest dan Pembuangan Air Hydrotest	Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi DO		Dampak Primer

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
Kesehatan Masyarakat	Perubahan sanitasi lingkungan	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Kesempatan kerja	Pelepasan Tenaga Kerja Konstruksi	Dampak Primer
	Perubahan peluang usaha lokal		Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja dan Perubahan Peluang Usaha Lokal
	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja dan Perubahan Peluang Usaha Lokal
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Kesempatan Kerja, Perubahan Peluang Usaha Lokal, Gangguan Kegiatan Perikanan dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
C. Tahap Operasi			
Sosial Ekonomi	Kesempatan kerja	Penerimaan Tenaga Kerja Operasi	Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Kesempatan Kerja
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Peningkatan Kebisingan, Perubahan Kesempatan Kerja dan Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja			
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap mamalia laut	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Kebisingan	Peningkatan kebisingan	Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter	Dampak Primer
Biota Terestrial dan Ekosistem	Gangguan terhadap habitat kritis dan spesies kunci (<i>trigger species</i>)		Dampak Turunan dari Peningkatan Kebisingan
Pengoperasian FPSO			
Cahaya	Pendaran cahaya (dampak visual)	Keberadaan dan Pengoperasian FPSO	Dampak Primer
Kualitas Air Laut	Peningkatan Salinitas	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water	Dampak Primer

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
Kualitas Air Laut	Peningkatan temperatur	Sistem Pendinginan dan Pembuangan Air Pendingin	Dampak Primer
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi SO ₂ dan NO _x	Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG	Dampak Primer
Gas Rumah Kaca	Peningkatan emisi CO ₂ , CH ₄ , dan N ₂ O		Dampak Primer
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi VOC (sebagai BTEX)	Pemuatan dan Transportasi Kondensat	Dampak Primer
Pengoperasian OLN			
Kebisingan	Peningkatan kebisingan	Keberadaan dan pengoperasian Kilang OLN	Dampak Primer
Cahaya	Pendaran cahaya (dampak visual)		Dampak Primer
Biota Terestrial dan Ekosistem	Gangguan terhadap habitat kritis dan spesies kunci (<i>trigger species</i>)		Dampak Turunan dari Peningkatan Kebisingan Pendaran Cahaya (Dampak Visual)
Demografi	Peningkatan migrasi (mobilitas penduduk)		Dampak Primer
	Perubahan komposisi penduduk (usia, jenis kelamin, pendidikan, etnis, agama, mata pencaharian)		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan pertumbuhan populasi		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan kepadatan penduduk		Dampak Turunan dari Perubahan Pertumbuhan Populasi
	Gangguan terhadap keamanan masyarakat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Norma dan Nilai Sosial
Sosial Ekonomi	Perubahan peluang usaha lokal		Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal
	Perubahan pola mata pencaharian masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan, Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Peningkatan Kebisingan, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut, Gangguan Transportasi Laut dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Perubahan budaya		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk)
	Perubahan norma dan nilai sosial		Dampak Turunan dari Perubahan Budaya
	Pengaruh terhadap warisan budaya		Dampak Turunan dari Perubahan Budaya, serta Perubahan Norma dan Nilai Sosial
	Pengaruh terhadap masyarakat adat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Budaya serta Perubahan Norma dan Nilai Sosial
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
Kesehatan Masyarakat	Perubahan penyakit menular		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Norma dan Nilai Sosial dan Perubahan Sanitasi Lingkungan
	Perubahan penyakit tidak menular		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Perubahan Tingkat Pendapatan Masyarakat dan Perubahan Status Gizi Masyarakat
	Perubahan status gizi masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Peluang Usaha Lokal dan Perubahan Tingkat Pendapatan Masyarakat
	Perubahan sanitasi lingkungan		Dampak Primer
	Perubahan fasilitas kesehatan dan akses ke layanan kesehatan		Dampak Primer
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi darat		Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk) dan Perubahan Populasi Penduduk dari Kegiatan Penerimaan Tenaga Kerja
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi H ₂ S	Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU)	Dampak Primer
Gas Rumah Kaca	Peningkatan emisi CO ₂ , CH ₄ , dan N ₂ O		Dampak Primer
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi SO ₂ dan NO _x	Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG	Dampak Primer
Gas Rumah Kaca	Peningkatan emisi CO ₂ , CH ₄ , dan N ₂ O		Dampak Primer
Gas Rumah Kaca	Peningkatan emisi CO ₂ , CH ₄ , dan N ₂ O	Flaring (HP Wet, HP Dry and LP Dry Flaring)	Dampak Primer
Kualitas Air Laut	Peningkatan salinitas	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water	Dampak Primer
Pengoperasian TUKS			
Oseanografi	Perubahan pola arus	Keberadaan dan Pengoperasian TUKS dan Jalan Lintas (Causeway) ke TUKS	Dampak Primer
	Timbulnya abrasi dan akresi		Dampak Turunan dari Perubahan Pola Arus dan Gelombang
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap mangrove		Dampak Primer
	Gangguan terhadap penyu		Dampak Primer
	Gangguan terhadap habitat terumbu karang		Dampak Primer
	Gangguan terhadap padang lamun/rumput laut		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan <i>ecosystem services</i>		Dampak Primer
	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencaharian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan, Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Peningkatan Kebisingan, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut, Gangguan

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
			Transportasi Laut dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi laut		Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap mamalia laut		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat	Pemuatan dan Transportasi LNG	Dampak Turunan dari Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencarian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan, Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Peningkatan Kebisingan, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut, Gangguan Transportasi Laut dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi laut		Dampak Primer
Kualitas Udara	Peningkatan konsentrasi VOC (sebagai BTEX)		Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap mamalia laut		Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Gangguan terhadap kegiatan perikanan		Dampak Primer
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat	Pemuatan dan Transportasi Kondensat	Dampak Turunan dari Perubahan Akses Ke Sumber Mata Pencarian dan <i>Ecosystem Services</i> , Gangguan Terhadap Kegiatan Perikanan, Perubahan Norma dan Nilai Sosial, Peningkatan Kebisingan, Gangguan Terhadap Padang Lamun/Rumput Laut, Gangguan Transportasi Laut dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi laut		Dampak Primer
Gas Rumah Kaca	Peningkatan emisi CO ₂ , CH ₄ , dan N ₂ O	Konsumsi Bahan Bakar	Dampak Primer
Pengolahan Limbah			
Kualitas Air Laut	Peningkatan konsentrasi minyak dan lemak (total hidrokarbon)	Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)	Dampak Primer
	peningkatan konsentrasi TSS		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi Klorin Bebas		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi Sulfida		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi BOD, COD, TOC		Dampak Primer

Komponen Lingkungan	Parameter Lingkungan yang Diidentifikasi Sebagai Dampak Penting Hipotetik (DPH)	Sumber Dampak	Jenis Dampak
	peningkatan konsentrasi Fosfat (PO4-P) dan Nitrat (NO3-N)		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi Total Fenol		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi Merkuri		Dampak Primer
Biota Pesisir dan Biota Laut	Gangguan terhadap habitat terumbu karang		Dampak Turunan dari Adanya Perubahan Kualitas Air Laut
	Gangguan terhadap padang lamun/rumput laut		Dampak Turunan dari Adanya Perubahan Kualitas Air Laut
Kualitas Air Laut	Peningkatan konsentrasi minyak dan lemak (total hidrokarbon)	Pengolahan dan Pembuangan Air Terproduksi	Dampak Primer
	peningkatan konsentrasi TSS		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi BTEX		Dampak Primer
	Peningkatan konsentrasi Merkuri		Dampak Primer
Kesehatan Masyarakat	Perubahan sanitasi lingkungan	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga	Dampak Turunan dari Peningkatan Migrasi (Mobilitas Penduduk), Perubahan Norma dan Nilai Sosial serta Perubahan Sanitasi Lingkungan
			Dampak Primer
D. Tahap Pasca Operasi			
Transportasi	Gangguan terhadap transportasi laut	Penutupan dan Pembongkaran Seluruh Fasilitas	Dampak Primer
Sosial Ekonomi	Kesempatan kerja	Pelepasan Tenaga Kerja Operasional	Dampak Primer
	Perubahan peluang usaha lokal		Dampak Primer
	Perubahan tingkat pendapatan masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Kesempatan Kerja, Perubahan Peluang Usaha Lokal dan Perubahan Pola Mata Pencarian Masyarakat
	Perubahan pola mata pencarian masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Kesempatan Kerja dan Perubahan Peluang Usaha Lokal
Sosial Budaya	Kekhawatiran masyarakat		Dampak Turunan dari Perubahan Kesempatan Kerja, Perubahan Peluang Usaha Lokal, Perubahan Pola Mata Pencarian Masyarakat, Gangguan Terhadap Transportasi Laut dan Gangguan Terhadap Transportasi Darat
	Harapan dan keluhan masyarakat		Dampak Turunan dari Kekhawatiran Masyarakat

Ringkasan seluruh proses pelingkupan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi untuk penentuan DPH tercantum pada **Gambar I-7**.

Gambar I-7 Ringkasan Proses Pelingkupan

1.6.3 Ringkasan Batas Wilayah Studi dan Batas Waktu Kajian Berdasarkan Hasil Pelingkupan dalam Kerangka Acuan

Batas wilayah studi merupakan batas terluar dari hasil tumpang susun (*overlay*) batas proyek, batas ekologi, batas sosial, dan batas administrasi. Di samping itu, batas wilayah studi ditetapkan dengan mempertimbangkan kendala yang mungkin timbul kelak dari sisi ketersediaan waktu, aksesibilitas, dana, dan tenaga ahli dalam kajian dampak lingkungan serta pelaksanaan RKL dan RPL. Penjelasan secara rinci batas proyek, batas ekologi, batas sosial, dan batas administrasi untuk proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi adalah sebagai berikut:

1.6.3.1 Batas Proyek

Batas proyek mencakup semua ruang tempat berlangsungnya kegiatan fisik baik pada tahap pra-konstruksi, konstruksi, operasi, dan pasca-operasi untuk Proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi termasuk fasilitas pendukungnya yang berlokasi di perairan laut lepas Arafura, perairan dekat pantai Teluk Saumlaki, dan darat di Pulau Yamdena, yaitu meliputi kegiatan-kegiatan sebagaimana ditunjukkan pada **Tabel I-13**.

Tabel I-13 Batas Proyek Kegiatan Utama Pengembangan Lapangan Gas Abadi

No	Kegiatan	Deskripsi	Batas Proyek
1	Pembangunan dan pengoperasian sumur gas bawah laut termasuk perpipaan SURF (<i>Subsea Umbilicals, Risers and Flowlines</i>) menuju Fasilitas Pengolahan Gas terapung (FPSO) di lepas pantai Arafura.	SURF terdiri dari 4 (empat) pusat sumur pemboran gas alam (DC- <i>Drilling Centers</i>). Pada masing-masing DC direncanakan akan dibor sebanyak 3-6 sumur sehingga secara menyeluruh terdiri dari maksimum 24 sumur produksi yang akan mengalirkan gas dari sumur ke FPSO. Kedalaman laut di sekitar lapangan sumur adalah sekitar 600 sampai 800 meter.	SURF yang meliputi <i>Drilling Center</i> (DC) dan sumur-sumur gas akan berada di dalam batas reservoir (lapangan) gas. Keempat DC termasuk perpipaan SURF ditempatkan sedemikian rupa di dalam batas reservoir gas sehingga secara efisien dan efektif dapat terhubung dengan FPSO. Dengan demikian batas proyek untuk lokasi-lokasi DC dan SURF adalah sama dengan batas terluar reservoir gas Lapangan Gas Abadi. Setiap DC memiliki daerah <i>restricted area</i> dengan radius 2 km.
2	FPSO (<i>Floating Production, Storage and Offloading Facilities</i>) atau Fasilitas Pengolahan Gas Terapung di lepas pantai Arafura	Gas dari sumur-sumur bawah laut dari setiap DC akan dialirkan ke FPSO untuk pemisahan gas dari air dan kondensat. Kondensat yang dihasilkan di FPSO akan diekspor (<i>offloading</i>)	FPSO ditempatkan sedemikian untuk dapat menerima gas dari sumur-sumur gas (DC) serta SURF secara efisien dan efektif dengan posisi terbaik yang bertujuan untuk mengoptimalkan panjang <i>flowline</i> serta

No	Kegiatan	Deskripsi	Batas Proyek
		menggunakan <i>tanker</i> lepas pantai.	menjaga fleksibilitas pengembangan di masa mendatang. FPSO berada di dalam batas reservoir (lapangan) gas. FPSO menggunakan sistem tata letak penambatan tersebar (<i>spread mooring layout</i>). Batas proyek untuk lokasi FPSO adalah sama dengan batas terluar reservoir gas Lapangan Gas Abadi. FPSO akan memiliki <i>restricted area</i> dengan radius 2 km.
3	GEP (<i>Gas Export Pipeline</i>) atau pipa gas bawah laut dari FPSO ke GRF (<i>Gas Receiving Facility</i>) atau fasilitas penerima gas di darat.	GEP (<i>Gas Export Pipeline</i>) atau pipa gas bawah laut akan mengalirkan gas kering yang telah dikontrol titik embunnya ke kilang OLNG di darat di Pulau Yamdena untuk diproses menjadi gas alam cair atau LNG. Pipa gas bawah laut memiliki diameter 32 inci terbentang dari FPSO menuju OLNG disisi Barat Teluk Saumlaki, Pulau Yamdena, akan melewati Palung Tanimbar dengan kedalaman 1.500 m. Mendekati garis pantai, pemasangan pipa akan dilakukan menggunakan teknik HDD (<i>Horizontal Directional Drilling</i>) dan/atau Penggalan (<i>Trenching</i>).	GEP (pipa gas bawah laut) akan dibentangkan dari <i>riser</i> di area FPSO ke kilang OLNG di darat sepanjang lebih kurang 167,26 km. Seluruh pipa dari tepi pantai menuju OLNG sepanjang 2 km akan ditanam di bawah permukaan tanah. Batas proyek untuk jalur pipa dari FPSO ke Kilang OLNG, didasarkan atas data dan informasi yang tersedia dari Pra-FEED adalah sebagai berikut: Terdapat koridor pipa yang ditentukan berdasarkan kajian dari sisi aspek keselamatan melalui survei <i>geo-hazard</i> pada tahap Pra-FEED untuk mengidentifikasi potensi bahaya di dasar laut. Jalur pipa ditetapkan berada di dalam koridor yang telah ditentukan. Setelah pemasangan pipa gas bawah laut (GEP) diselesaikan dilakukan maka akan bersifat permanen. Lebar jalur

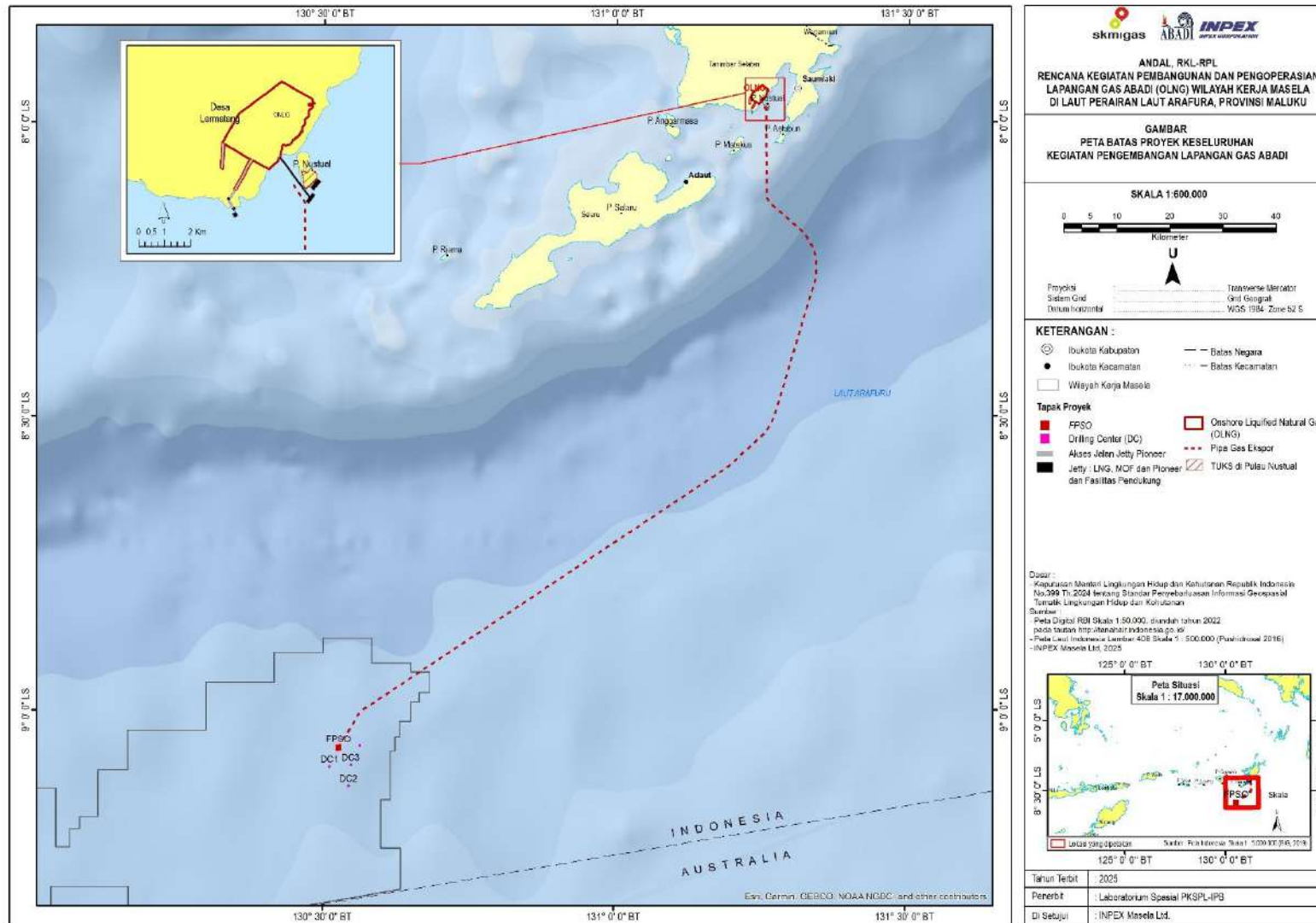
No	Kegiatan	Deskripsi	Batas Proyek
			pipa akan memiliki daerah terlarang terbatas (<i>exclusion zone</i>) selebar 1.750 m di sisi kiri dan kanan dari <i>center line</i> jalur pipa. Jalur pipa gas di darat sepanjang 2 km yang dibenam di bawah permukaan tanah akan memiliki <i>right of way</i> selebar 75 m di sisi kiri dan kanan jalur pipa hingga ke batas pagar proyek OLNG.
4	Fasilitas OLNG (<i>Onshore Liquefied Natural Gas</i>) atau Kilang LNG Darat termasuk fasilitas pendukung.	Kilang OLNG berlokasi di darat (<i>onshore</i>) di sisi Barat Teluk Saumlaki, pulau Yamdena. Gas kering dari FPSO dikirim melalui GEP ke Kilang OLNG sebagai bahan baku (umpan) untuk diolah menjadi LNG. Fasilitas OLNG didesain dengan 2 (dua) <i>train</i> yang akan mampu untuk menghasilkan rata-rata tahunan produk LNG sebesar 9,5 MTPA, kondensat sekitar 4.360 BOPD dan gas pipa sejumlah 150 MMSCFD. Fasilitas OLNG meliputi konstruksi dan pengoperasian komponen-komponen kegiatan utama dan pendukung sebagai berikut: Kilang LNG beserta fasilitas pendukungnya antara lain perkantoran, mess karyawan, utilitas, lay-down area, perbengkelan, lokasi pengolahan limbah cair dan limbah padat,	Pengadaan lahan untuk kebutuhan keseluruhan fasilitas proyek di darat termasuk sarana pendukung dan areal penyangga adalah maksimum 1.434 ha. Kilang OLNG termasuk fasilitas pendukungnya akan menempati areal kurang dari 700 ha. Batas proyek untuk relokasi jalan adalah dari persimpangan jalan lama Bomaki – Lermatang ke pertemuan jalan Lermatang – Latdalam, dengan bahu jalan selebar 3,5 m. Batas proyek untuk Dermaga (<i>Wharf</i>), <i>Jetty</i>, dan <i>Pioneer Jetty</i> : Jalan lintas ke dermaga (<i>Causeway</i>) pada bagian darat dengan batas proyek 500 m sisi kanan dan kiri jalan sebagai <i>exclusion zone</i> Batas proyek <i>Causeway</i> bagian laut pada arah Barat Daya adalah 500 m sebagai <i>exclusion zone</i> Batas proyek <i>Causeway</i> pada arah Timur Laut adalah 500 m dari tepi

No	Kegiatan	Deskripsi	Batas Proyek
		tempat penyimpanan sementara limbah B3 , dan lain-lainnya. Relokasi jalan, sekitar lingkaran batas proyek kilang OLNK Dermaga (<i>Wharf</i>), <i>Jetty</i> , dan <i>Pioneer Jetty</i> (Dermaga Pionir) dengan komponen sebagai berikut: Pembangunan dan pengoperasian jalan lintas ke dermaga (<i>causeway</i>) Pembangunan dan pengoperasian Dermaga (Dermaga Pionir/ <i>Pioneer Jetty</i> , Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat, dan dermaga bongkar buat barang (<i>wharf</i>) berlokasi di Pulau Nustual)	Pulau Nustual oleh karena seluruh Pulau Nustual akan dibebaskan di mana dermaga bongkar muat barang terletak di pulau ini dan jalan akses tersambung dengan <i>Causeway</i> Batas proyek untuk Dermaga Pionir atau MOF, adalah dengan radius 500 m sebagai <i>exclusion zone</i> Batas proyek untuk Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat adalah 500 m dari tepi kolam putar sebagai <i>exclusion zone</i> .

Keterangan:

- Kegiatan Terminal Untuk Kepentingan Sendiri (termasuk semua dermaga) akan memiliki daerah terlarang terbatas (*safety exclusion zone*) di dalam Daerah Kerja Pelabuhan (DLKR - Daerah Lingkungan Kerja; dan DLKP – Daerah Lingkungan Kepentingan) yang direkomendasikan oleh Direktorat Jenderal Perhubungan Laut.
- Jalur pelayaran dan daerah berlabuh (*anchorage area*) untuk Kapal Tanker LNG, Tanker Kondensat dan kapal lainnya. Lebar jalur pelayaran adalah 2 km.

Batas Proyek secara menyeluruh ditunjukkan pada **Peta I-9**.



Peta I-9. Batas Proyek Keseluruhan Kegiatan Pengembangan Lapangan Gas Abadi

1.6.3.2 Batas Ekologi

Batas ekologi ditentukan dengan memperhatikan persebaran ruang dampak untuk setiap Dampak Penting Hipotetik (DPH) parameter lingkungan hidup baik pada tahap pra-konstruksi, konstruksi, operasi dan pasca operasi yang diakibatkan oleh kegiatan proyek melalui media ekologi, terutama melalui media udara dan air. Batas ekologi meliputi ekosistem darat dan laut yang akan terkena dampak oleh kegiatan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi. Rincian batas ekologis untuk setiap komponen lingkungan hidup telah diidentifikasi sebagai dampak penting hipotetik terutama pada tahap konstruksi dan operasi yang meliputi :

A. Kualitas Udara

Persebaran dampak kualitas udara yang bersumber dari kegiatan OLNG diperkirakan akan menyebar secara dominan ke arah Barat-Barat Laut, mencapai jarak maksimum sekitar 2,5 km dari cerobong (*stack*). Penyebaran dampak kualitas udara yang bersumber dari cerobong di FPSO juga akan menyebar secara dominan ke arah Barat-Barat Laut dengan jarak maksimum sekitar 1,0 - 2,0 km dari cerobong, di daerah lepas pantai emisi udara akan lebih cepat terdispersi. Jarak maksimum persebaran dampak akan diverifikasi dalam studi Andal. Penetapan daerah dampak pada kerangka acuan ini berdasarkan analogi kegiatan sejenis antara lain Kilang LNG BP Tangguh.

B. Kebisingan

Suatu sumber suara akan meradiasikan kebisingan secara merata keseluruh arah, mengalami tingkat penurunan kebisingan sebesar 6 dB setiap pertambahan jarak 100 m dari sumber suara (Rao and Wooten, 1980):

$$L_2 = L_1 - 10 \cdot \lg \left(\frac{r_1}{r_2} \right)^2$$

Persebaran dampak kebisingan yang menyebar dalam radius sekitar 300 m dari sumber (apabila tingkat kebisingan pada sumber, pada jarak 1 m sebesar 100 dB) maka tingkat kebisingan akan turun menjadi sekitar 50 dB. Berdasarkan hal ini, persebaran dampak kebisingan ditetapkan maksimum dalam radius 500 m dari batas pagar proyek untuk OLNG secara horizontal dengan kebisingan yang bersifat kontinu. Persebaran dampak kebisingan oleh aktivitas helikopter diperkirakan akan terjadi dari helipad hingga lepas pantai Teluk Saumlaki serta daerah sekitar Kilang OLNG saat konstruksi dan operasi. Peningkatan kebisingan menimbulkan dampak turunan berupa gangguan terhadap "habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*)".

C. Cahaya

Perubahan lingkungan dari relatif gelap menjadi lingkungan yang lebih terang akibat adanya pendaran cahaya pada malam hari akan berdampak terhadap perilaku kehidupan biota darat (terrestrial) maupun biota laut. Dampak dari pendaran cahaya sangat tergantung pada jenis dan sensitivitas reseptor. Pendaran cahaya di daerah lepas pantai (FPSO) dan dekat pantai (keberadaan dan pengoperasian dermaga) diperkirakan akan berdampak terhadap perilaku mamalia laut. Sedangkan, keberadaan dan pengoperasian OLNG diperkirakan akan berdampak terhadap biota darat, dalam bentuk "gangguan terhadap habitat kritis dari spesies kunci" (*Trigger Species*). Di samping itu keberadaan dan pengoperasian dermaga secara khusus akan berdampak terhadap perilaku penyu (terutama *breeding ground*).

Persebaran dampak pendaran cahaya diperkirakan menyebar dalam radius sekitar 250 m dari sumber cahaya. Dampak dari pendaran cahaya akan dimodelkan dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

D. Gas Rumah Kaca

Sumber dampak konsumsi bahan bakar minyak dan gas. Gas rumah kaca apabila ter-emisikan ke atmosfer, maka akan menyebar secara horizontal dan vertikal mula-mula secara regional dan berlanjut secara global, oleh karena itu batas ekologi penyebaran gas rumah kaca adalah bersifat global.

E. Hidrologi dan Tanah

Sumber dampak adalah oleh pembersihan lahan dan penyiapan tapak proyek Kilang OLNG. Persebaran dampak hidrologi dan tanah terbatas akan terjadi di dalam tapak proyek OLNG dan diperkirakan tidak menyebar keluar dari batas proyek. Di dalam batas proyek akan dibangun saluran-saluran drainase dan *sediment trap* sebelum aliran permukaan dilepas ke badan air penerima.

F. Oseanografi

Sumber dampak pada tahap konstruksi adalah pembangunan *Causeway* dan pada tahap operasi adalah keberadaan *Causeway*. Dampak terhadap perubahan pola arus dan gelombang diperkirakan menyebar di daerah tepi pantai (perairan antar pulau) sisi barat Teluk Saumlaki, sedangkan penyebaran dampak abrasi-akresi garis pantai diperkirakan menyebar pada garis pantai pada lokasi-lokasi tertentu. Dampak terhadap perubahan pola arus dan gelombang, serta abrasi-akresi akan dimodelkan dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

Fisiografi: Dalam bentuk perubahan lanskap, tidak diidentifikasi adanya DPH.

G. Kualitas Air Laut

Tahap Konstruksi:

- Air limbah dari uji tes tekan (*Hydrotest*) seluruh sistem perpipaan direncanakan akan dibuang secara terbuka di permukaan atau sub-surface sekitar - 3 m LAT (*Lowest Astronomical Tide*) di *offshore* (Laut Arafura) yang dapat mengakibatkan penurunan konsentrasi DO air laut. Persebaran dampak penurunan konsentrasi DO air laut diperkirakan tidak lebih dari 500 m dari titik pembuangan yang secara dominan persebarannya ke arah Barat-Barat Laut.
- Pembuangan serbuk dan lumpur bor akhir dari kegiatan pemboran sumur-sumur gas di SURF untuk seluruh DC pada tahap konstruksi direncanakan akan dibuang secara *overboard* dari kapal pemboran di *offshore* (Laut Arafura) yang akan mengakibatkan peningkatan konsentrasi TSS. Persebaran dampak peningkatan konsentrasi TSS air laut diperkirakan maksimum sekitar 1.000 m dari titik pembuangan yang secara dominan persebarannya ke arah Barat-Barat Laut.
- Pembuangan *Brine Water* oleh proses desalinasi air laut untuk pasokan air di OLNG akan dibuang melalui *outfall* di Teluk Saumlaki yang mengakibatkan peningkatan salinitas air laut. Persebaran dampak peningkatan salinitas air laut di Teluk Saumlaki diperkirakan maksimum sekitar 300 m dari titik *outfall*. Arus laut di Teluk Saumlaki dominan disebabkan gerakan pasang-surut, maka persebaran dampak adalah ke arah utara pada saat pasang dan ke arah selatan pada saat surut.
- Kegiatan “pengerukan” dasar laut di lokasi rencana, *jetty*, dermaga (*wharf*), Dermaga Pionir (*pioneer jetty*) dan pembangunan *Causeway* akan mengakibatkan peningkatan konsentrasi TSS.

Persebaran dampak peningkatan konsentrasi TSS air laut di Teluk Saumlaki diperkirakan maksimum sekitar 500 m dari lokasi pengerukan. Arus laut di Teluk Saumlaki dominan disebabkan gerakan pasang-surut, maka persebaran dampak adalah ke arah utara pada saat pasang dan ke arah selatan pada saat surut. Hasil keruk akan digunakan untuk pembangunan causeway.

Tahap Operasi:

Limbah cair dari seluruh kegiatan FPSO berupa pembuangan *Brine Water*, air pendingin, dan hasil pengolahan air terproduksi setelah digabung (*comingled*) akan dibuang melalui outfall ke Laut Arafura. Arus laut disekitar daerah permukaan laut di laut lepas perairan Arafura didominasi oleh arah dan kecepatan angin, secara dominan arah angin adalah ke arah Barat - Barat Laut.

- Pembuangan *Brine Water* oleh proses desalinasi air laut untuk pasokan air di FPSO akan mengakibatkan peningkatan salinitas air laut. Persebaran dampak peningkatan salinitas air laut diperkirakan maksimum sekitar 750 m dari titik outfall yang secara dominan persebarannya ke arah Barat - Barat Laut.
- Pembuangan air pendingin" oleh kegiatan sistem pendinginan di FPSO akan mengakibatkan "peningkatan temperatur air laut". Persebaran dampak peningkatan temperatur air laut diperkirakan maksimum sekitar 300 m dari titik outfall yang secara dominan persebarannya ke arah Barat - Barat Laut.
- Pembuangan air terproduksi setelah melalui pengolahan di FPSO akan mengakibatkan peningkatan konsentrasi minyak dan lemak (total hidrokarbon), peningkatan konsentrasi TSS, dan peningkatan konsentrasi BTEX (Benzene, Toluene, Ethyl Benzene, dan Xylene). Persebaran dampak diperkirakan maksimum sekitar 1.000 m dari titik outfall yang secara dominan persebarannya ke arah Barat - Barat Laut.

Limbah cair dari kegiatan Kilang OLNG berupa *Brine Water* dan hasil pengolahan seluruh limbah cair non-B3 setelah digabung (*comingled*) akan dibuang melalui outfall ke Teluk Saumlaki.

Pembuangan *Brine Water* oleh proses desalinasi air laut untuk pasokan air di OLNG akan dibuang melalui outfall di Teluk Saumlaki yang mengakibatkan peningkatan salinitas air laut. Persebaran dampak peningkatan salinitas air laut di Teluk Saumlaki diperkirakan maksimum sekitar 300 m dari titik outfall. Arus laut di Teluk Saumlaki dominan disebabkan gerakan pasang-surut, maka persebaran dampak adalah ke arah utara pada saat pasang dan ke arah selatan pada saat surut.

- Pembuangan limbah cair Non B3 (limbah domestik, limbah berminyak, dan limbah terkontaminasi) hasil pengolahan limbah cair dari seluruh kegiatan Kilang OLNG akan mengakibatkan peningkatan konsentrasi minyak dan lemak (total hidrokarbon), peningkatan konsentrasi TSS, peningkatan konsentrasi klorin bebas, peningkatan konsentrasi sulfida, peningkatan konsentrasi BOD, COD, TOC; peningkatan konsentrasi fosfat ($\text{PO}_4\text{-P}$) dan nitrat ($\text{NO}_3\text{-N}$), peningkatan konsentrasi total fenol, dan peningkatan konsentrasi merkuri. Persebaran dampak di perairan Teluk Saumlaki diperkirakan maksimum sekitar 300 m dari titik outfall. Arus laut di Teluk Saumlaki dominan disebabkan gerakan pasang-surut, maka persebaran dampak adalah ke arah utara pada saat pasang dan ke arah selatan pada saat surut.

H. Biota Terrestrial dan Ekosistem.

Tahap Konstruksi:

Perubahan Fungsi Lahan, dampak bersumber dari kegiatan pembersihan dan penyiapan lahan pada tapak Kilang OLNG dan dermaga. Persebaran dampak perubahan fungsi lahan terbatas pada lahan-lahan yang akan dibuka, yaitu tapak Kilang OLNG dan lokasi dermaga di Pulau Nustual.

Gangguan Terhadap Habitat Kritis dari Spesies Kunci (*Trigger Species*), merupakan dampak turunan dari adanya peningkatan kebisingan oleh kegiatan transportasi tenaga kerja menggunakan helikopter dan kegiatan pembersihan dan penyiapan lahan pada tapak Kilang OLNG dan dermaga. Persebaran dampak gangguan terhadap spesies kunci terutama burung diperkirakan akan terjadi di beberapa pulau-pulau sebagai habitat burung (Pulau Nustabun, Pulau Matakus dan Pulau Asutubun) yang terletak diantara Pulau Yamdena dan Pulau Selaru.

Tahap Operasi:

Gangguan Terhadap Habitat Kritis dari Spesies Kunci (*Trigger Species*), merupakan dampak turunan dari adanya peningkatan kebisingan oleh kegiatan transportasi tenaga kerja dan bahan menggunakan helikopter dan kegiatan pengoperasian Kilang OLNG. Persebaran dampak gangguan terhadap spesies kunci terutama burung diperkirakan akan terjadi di beberapa pulau-pulau sebagai habitat burung (Pulau Nustabun, Pulau Matakus dan Pulau Asutubun) yang terletak diantara Pulau Yamdena dan Pulau Selaru.

I. Biota Pesisir dan Biota Laut.

Gangguan terhadap benthos

Tahap konstruksi:

- Pemasangan (penggelaran) pipa ekspor gas bawah laut (GEP) sepanjang lebih kurang 167,26 km dengan diameter 32 inci, dari FPSO ke dekat pantai. Persebaran dampak sebagai batas ekologi diperkirakan sekitar 100 m pada sisi kiri dan kanan *center line* pipa.
- Pemboran horizontal (HDD-*Horizontal Directional Drilling*) dan penggalian (*Trenching*) dekat pantai pada kegiatan pemasangan GEP menuju ORF (*onshore receiving facility*) sepanjang lebih kurang 2 km. Dampak terhadap benthos hanya terjadi pada lokasi *Trenching* dengan persebaran dampak sebagai batas ekologi diperkirakan sekitar 150 m sisi kiri dan kanan dari lokasi *Trenching*.
- Pengerukan akan dilakukan pada beberapa lokasi (GP *Wharf*, MOF, *Heavy Duty Ramp*, *Sea Water Intake*, *Causeway* dan *Bommies*) dengan total volume pengerukan sekitar 84.500 m³. Persebaran dampak terhadap benthos akibat pengerukan dasar laut terbatas akan terjadi pada lokasi-lokasi pengerukan.
- Pembangunan jalan lintasan ke Dermaga (*Causeway*) dari material hasil pengerukan, memiliki panjang *Causeway* 1.845 m dengan lebar 15 m. Persebaran dampak gangguan terhadap habitat terumbu karang dan padang lamun akibat pengerukan dasar laut terbatas akan terjadi pada lokasi-lokasi pengerukan dan sekitar 150 m sisi kiri dan kanan lokasi pengerukan.

Tahap Operasi:

Tidak diidentifikasi adanya dampak penting hipotetik (DPH) terhadap benthos pada tahap operasi.

Gangguan terhadap Mangrove

Tahap Konstruksi:

Pembersihan dan penyiapan lahan pada tapak konstruksi ORF (*onshore receiving facility*), konstruksi semua dermaga (MOF, Dermaga Pionir, dermaga pengisian LNG dan kondensat), serta *Causeway*. Persebaran dampak terhadap mangrove sebagai batas ekologi adalah pada lahan mangrove yang akan dibuka, terutama Pulau Nustual.

Tahap Operasi:

Tidak diidentifikasi adanya dampak penting hipotetik (DPH) terhadap mangrove pada tahap operasi.

Gangguan terhadap Mamalia Laut

Tahap Konstruksi:

Mobilisasi tenaga kerja, peralatan, dan bahan menggunakan transportasi laut pada kegiatan umum yang mencakup kegiatan-kegiatan konstruksi SURF, FPSO, GEP, OLNG termasuk Dermaga. Dampak gangguan terhadap mamalia laut tersebar sepanjang jalur transportasi laut, sehingga sebaran dampak sebagai batas ekologi menyebar sangat luas dari lokasi dermaga di Teluk Saumlaki hingga FPSO di laut lepas Arafura.

Tahap Operasi:

Mobilisasi peralatan dan bahan menggunakan transportasi laut pada kegiatan umum mencakup kegiatan-kegiatan operasi SURF, FPSO, GEP, OLNG. Sehingga sebaran dampak sebagai batas ekologi menyebar sangat luas dari lokasi dermaga di Teluk Saumlaki hingga FPSO di laut lepas Arafura.

Pengoperasian kapal kargo LNG (pengisian dan transportasi) di dermaga INPEX di Teluk Saumlaki serta pengoperasian kapal cargo kondensat (pengisian dan transportasi) di dermaga INPEX serta di FPSO. Sehingga sebaran dampak sebagai batas ekologi menyebar sangat luas dari lokasi dermaga di Teluk Saumlaki hingga FPSO di laut lepas Arafura serta rute perjalanan kapal cargo di dalam batas wilayah studi.

Gangguan terhadap Penyu

Tahap Konstruksi

Tidak diidentifikasi adanya dampak penting hipotetik (DPH) terhadap gangguan terhadap penyu baik pada tahap konstruksi.

Tahap Operasi

Sebagai dampak turunan dari adanya pendaran cahaya oleh keberadaan Dermaga. Terdapat beberapa spot (lokasi) tempat memijahnya penyu di sisi selatan pantai Teluk sisi barat Teluk Saumlaki. Persebaran dampak pendaran cahaya dari keberadaan beberapa jenis dermaga INPEX di Teluk Saumlaki bagian Barat diperkirakan menyebar masing-masing dalam radius sekitar 250 m dari sumber cahaya.

Introduksi Spesies Ekotik Biota Laut

Tahap Konstruksi dan Operasi:

Tidak diidentifikasi adanya dampak penting hipotetik (DPH) terhadap introduksi spesies eksotik biota laut oleh pengoperasian kapal-kapal besar pada tahap konstruksi dan operasi.

Gangguan terhadap Habitat Terumbu Karang dan Padang Lamun/Rumput Laut

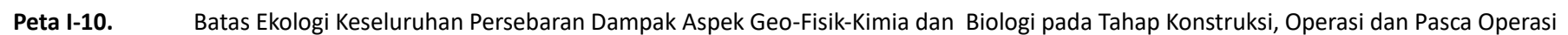
Tahap Konstruksi:

- Pemboran horizontal (HDD-*Horizontal Directional Drilling*) sepanjang 650 m dan penggalian (*Trenching*) dekat pantai pada kegiatan pemasangan GEP menuju darat (tepi pantai) sepanjang lebih kurang 2 km. Dampak gangguan terhadap habitat terumbu karang dan padang lamun hanya terjadi pada lokasi *Trenching* dengan persebaran dampak sebagai batas ekologi diperkirakan sekitar 150 m sisi kiri dan kanan dari lokasi *Trenching*.
- Pengerukan akan dilakukan pada beberapa lokasi (GP *Wharf*, *MOF*, *Heavy Duty Ramp*, *Sea Water Intake*, *Causeway* dan *Bommies*) dengan total volume pengerukan sekitar 84.500 m³. Persebaran dampak gangguan terhadap habitat terumbu karang dan padang lamun akibat pengerukan dasar laut terbatas akan terjadi pada lokasi-lokasi pengerukan dan tersebar dalam radius sekitar 150 m dari lokasi pengerukan.
- Pembangunan jalan lintasan ke Dermaga (*Causeway*) dari material hasil pengerukan, memiliki panjang *Causeway* 1.845 m dengan lebar 15 m. Persebaran dampak gangguan terhadap habitat terumbu karang dan padang lamun akibat pengerukan dasar laut terbatas akan terjadi pada lokasi-lokasi pengerukan dan sekitar 150 m sisi kiri dan kanan lokasi pengerukan.
- Pembangunan Dermaga (*MOF*, Dermaga Pionir, Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat). Pembangunan seluruh dermaga kecuali Dermaga Pionir akan memerlukan pemasangan tiang pancang (*sheet pile*), dengan jumlah tiang pancang seluruhnya sebanyak lebih kurang 209 buah. Persebaran dampak gangguan terhadap terumbu karang dan padang lamun akan terjadi terbatas pada lokasi-lokasi pemancangan *sheet pile* dermaga.

Tahap Operasi:

- Pembuangan limbah cair Non B3 (limbah domestik, limbah berminyak, dan limbah terkontaminasi) hasil pengolahan limbah cair dari seluruh kegiatan Kilang OLNG akan mengakibatkan peningkatan konsentrasi beberapa parameter kualitas air laut yang dapat berpengaruh kehidupan terumbu karang dan padang lamun. Persebaran dampak oleh pembuangan limbah cair di perairan Teluk Saumlaki diperkirakan maksimum sekitar 300 m dari titik *outfall*. Arus laut di Teluk Saumlaki dominan disebabkan gerakan pasang-surut, maka persebaran dampak adalah ke arah utara pada saat pasang dan ke arah selatan pada saat surut.
- Keberadaan dan pengoperasian dermaga, terutama oleh adanya pergerakan lalu lintas kapal-kapal berpotensi berdampak dalam bentuk gangguan terhadap habitat terumbu karang dan padang lamun. Persebaran dampak dapat terjadi dari mulut Teluk Saumlaki hingga ke dermaga INPEX.

Peta persebaran dampak keseluruhan terhadap aspek geo-fisik-kimia dan biologi ditunjukkan pada **Peta I-10**.



1.6.3.3 Batas Sosial

Penetapan batas sosial didasarkan atas ruang di sekitar wilayah studi, yang merupakan tempat berlangsungnya berbagai interaksi sosial dan komunikasi antar masyarakat. Sebaran dampak sosial akan timbul selama kegiatan berlangsung, dari tahap pra-konstruksi, tahap konstruksi, tahap operasi dan tahap pasca operasi.

Aksesibilitas masyarakat di lokasi rencana kegiatan OLNG dalam interaksinya antara satu desa dengan desa lainnya terbatas melalui jalan darat dan laut. Desa-desanya terletak di tepi pantai, dengan mata pencaharian utama masyarakat adalah nelayan dan sebagian kecil sebagai peladang dan pengumpul hasil hutan.

Diidentifikasi terdapat enam desa yang akan terkena dampak langsung oleh kegiatan Pengembangan Lapangan Gas Abadi, yaitu Desa Latdalam, Desa Lermatang, Desa Bomaki dan Desa Matakus di Kecamatan Tanimbar Selatan serta Desa Tumbur dan Desa Lorulun di Kecamatan Wertamrian Kabupaten Kepulauan Tanimbar. Desa-desanya tersebut kecuali Desa Matakus memiliki aksesibilitas antar desa adalah melalui jalan darat, aktivitas masyarakat secara sporadis berlangsung di sepanjang jalan penghubung antara satu desa dengan desa lainnya, di mana masyarakat ditemukan melakukan kegiatan perladangan. Berdasarkan hal ini, batas sosial ditetapkan pada desa-desanya yang akan terkena dampak secara langsung serta masyarakat yang beraktivitas di sisi kiri dan kanan sepanjang jalan penghubung.

Di samping masyarakat yang akan terkena dampak langsung, juga teridentifikasi masyarakat yang terpengaruh oleh kegiatan proyek pengembangan Lapangan Gas Abadi meliputi masyarakat di seluruh kecamatan di Kabupaten Kepulauan Tanimbar (selain kecamatan terdampak) dan 7 Kecamatan (6 Pulau) di Kabupaten Maluku Barat Daya.

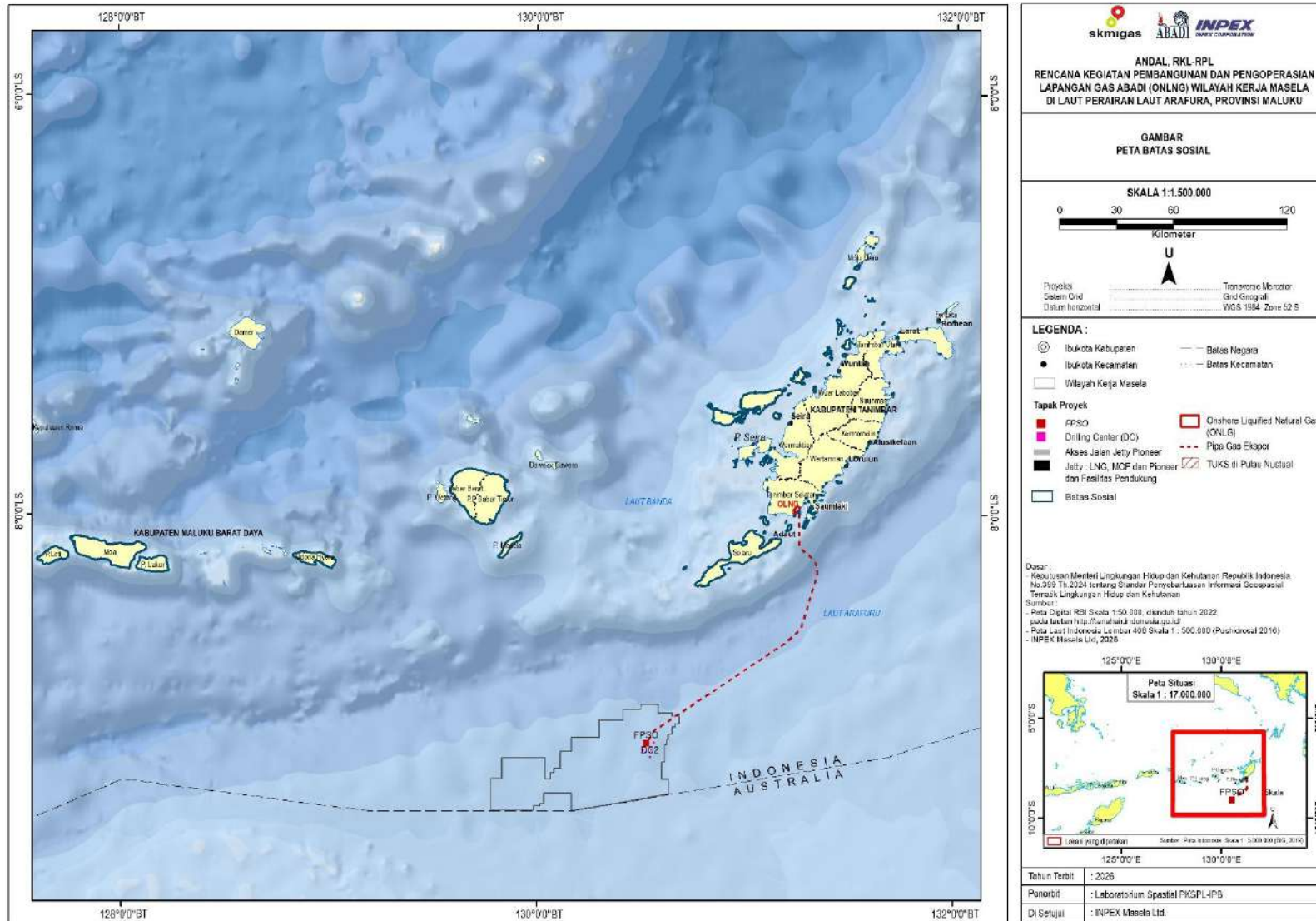
Batas sosial proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi ditunjukkan pada **Peta I-11**.

1.6.3.4 Batas Administrasi

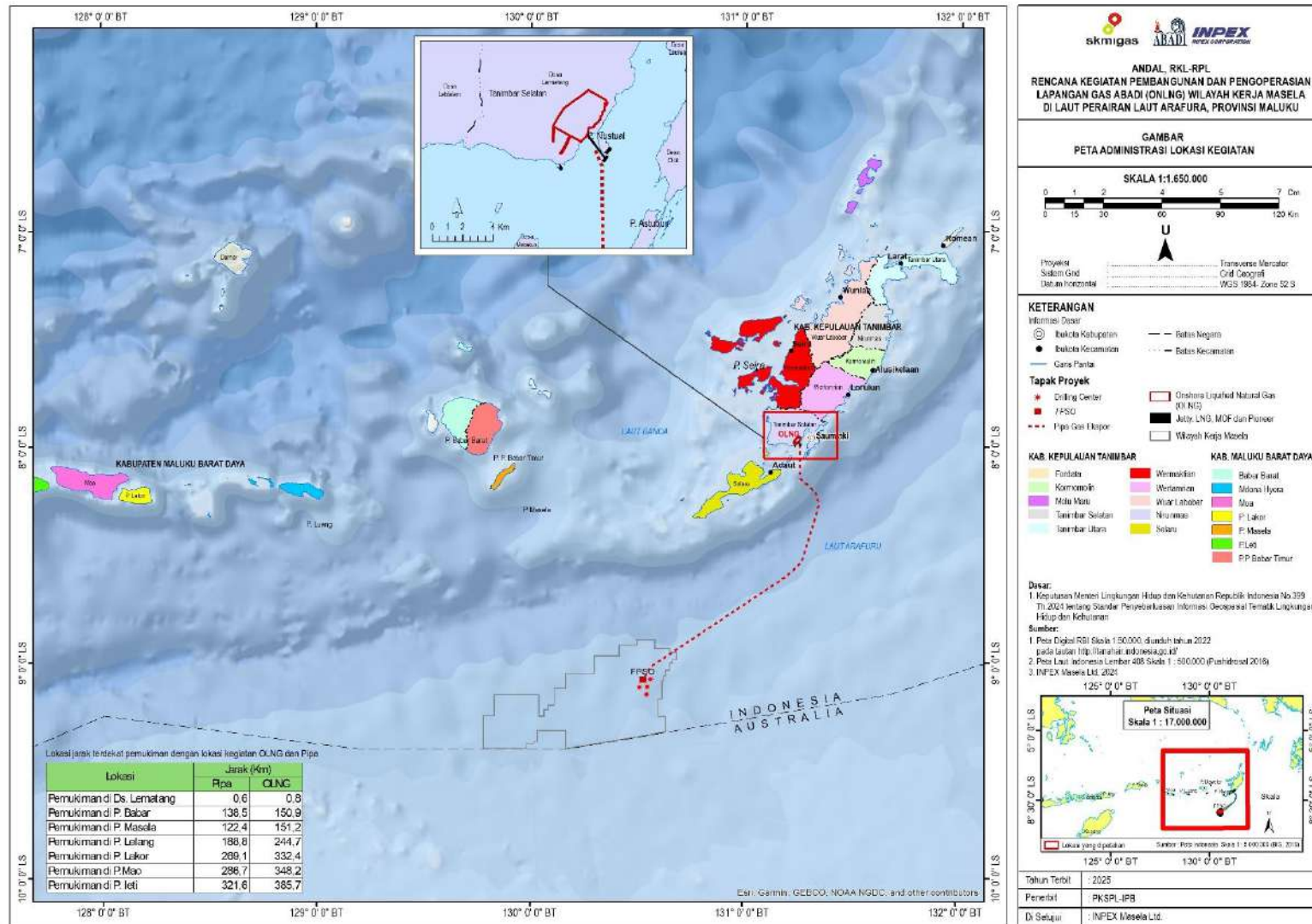
Batas administrasi ditetapkan berdasarkan batas Administrasi Pemerintahan Kecamatan dimana masyarakat terdampak dan terpengaruh tinggal dan menetap. Batas administrasi tersebut yaitu seluruh Kecamatan di Kabupaten Kepulauan Tanimbar dan 7 (tujuh) Kecamatan (meliputi 6 Pulau) di Kabupaten Maluku Barat Daya. Batas Administrasi proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi ditunjukkan pada **Peta I-12**.

1.6.3.5 Batas Wilayah Studi

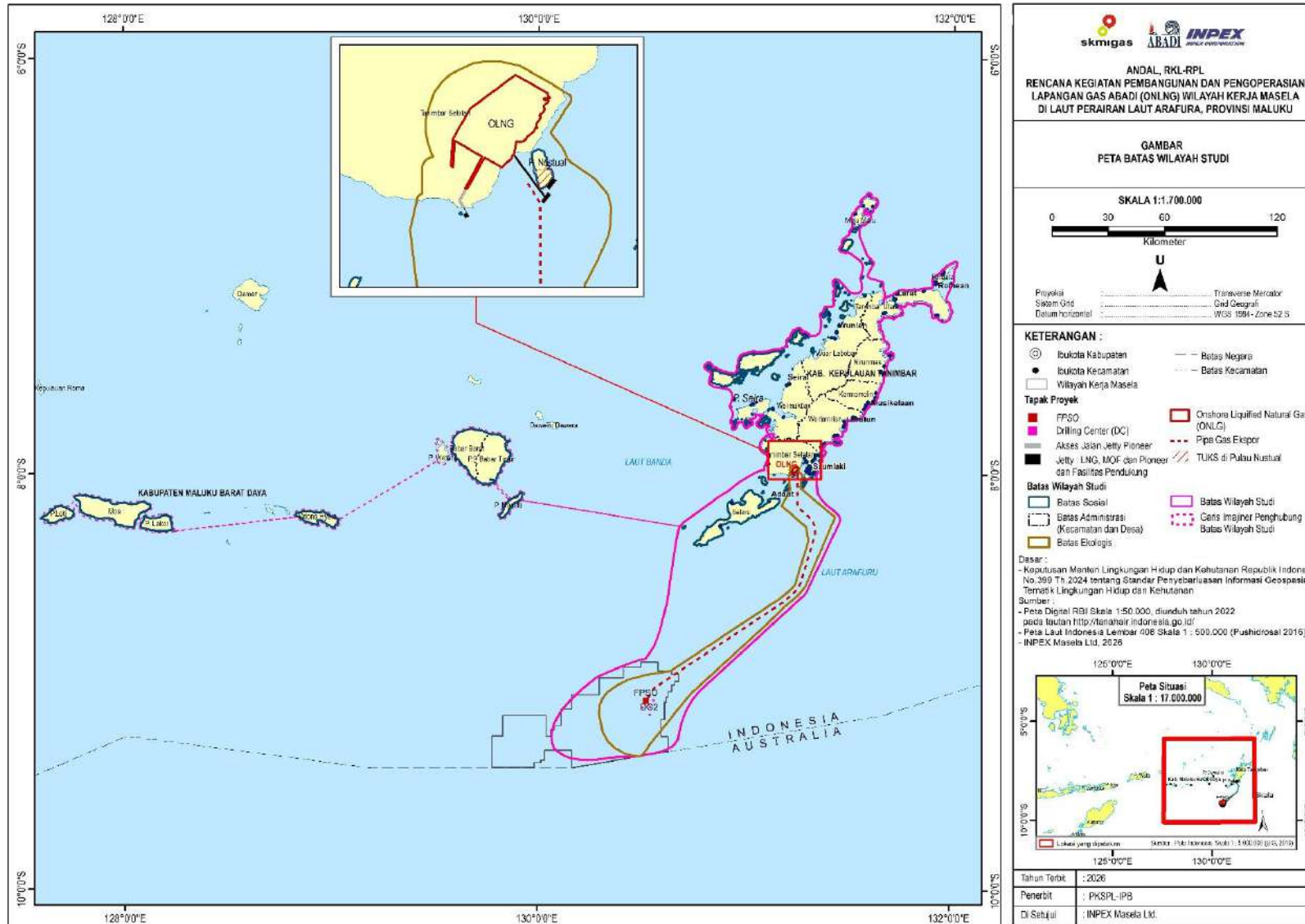
Batas wilayah studi merupakan hasil tumpang susun (*overlay*) batas proyek, batas ekologi, batas sosial, dan batas administrasi. Khusus untuk daerah lepas pantai (*Offshore*) batas wilayah studi ditetapkan berdasarkan ketersediaan data dan informasi sekunder yang cukup memadai untuk sedimen, benthos dan kualitas air dari hasil studi *Environmental Baseline Assessment* (EBA) Wilayah Kerja Masela, tahun 2011/2012; EBA Wilayah Kerja Babar-Selaru, 2013; studi Andal FLNG 2014, serta survey pelingkupan Kabupaten Maluku Barat Daya, 2024 yang menjadi sumber untuk data sekunder rona lingkungan hidup. Berdasarkan pertimbangan tersebut di atas, maka batas wilayah studi Proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi mencakup wilayah seperti yang tercantum pada **Peta I-13**.



Peta I-11. Peta Batas Sosial



Peta I-12. Peta Batas Administrasi



Peta I-13. Peta Batas Wilayah Studi

BAB II

DESKRIPSI RENCANA USAHA DAN/ATAU KEGIATAN

2.1 Latar Belakang Rencana Usaha dan/atau Kegiatan

Tujuan dari proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi Wilayah Kerja Masela adalah mengumpulkan, memproses dan memanfaatkan gas alam menjadi bentuk cair dikenal sebagai LNG (*Liquified Natural Gas*). Kegiatan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi menjadi LNG menggunakan skema konvensional yaitu: *offshore – pipeline – onshore*, dengan rincian sebagai berikut:

- *Offshore* (Lepas Pantai) – pengeboran sumur gas alam dan peletakan pipa di dasar laut untuk menghubungkan sumur-sumur gas dengan FPSO dan kemudian membawa gas alam yang telah diolah menjadi gas kering ke perairan pantai dan selanjutnya ke darat.
- *Near Shore* (Perairan Pantai) – konstruksi TUKS-Pionir (EOF), TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat (LNG and *Condensate Loading Jetty*) dan TUKS-Bongkar-Muat Material (MOF). Kapal LNG dan kondensat akan berlabuh di TUKS khusus untuk pemuatan produk LNG dan kondensat sebelum dikirim ke konsumen. TUKS Bongkar-Muat Material adalah tempat bersandarnya kapal-kapal pendukung yang memungkinkan transportasi material dan bongkar muat. Sedangkan TUKS Pionir hanya akan digunakan pada masa konstruksi Kilang OLNG.
- *Onshore* (Darat) – konstruksi dan pengoperasian Kilang OLNG dan semua infrastruktur terkait, antara lain utilitas termasuk pembangkit listrik, pengolahan limbah, bangunan akomodasi, bangunan kantor administrasi, dan fasilitas pendukung lainnya.

Secara umum, kegiatan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi pada tahap konstruksi dan tahap operasi terdiri dari empat kegiatan utama sebagai berikut:

1. SURF : *Subsea, Umbilical, Riser, Flowline*
2. FPSO : *Floating Production Storage and Offloading* (termasuk fasilitas penunjangnya antara lain PLTG, instalasi pengolah air limbah dan lainnya)
3. GEP : *Gas Export Pipeline* (GEP) atau Pipa Gas Ekspor
4. OLNG : Kilang LNG *Onshore* (OLNG) (termasuk fasilitas penunjangnya antara lain PLTG, semua TUKS, *basecamp*, dan lainnya)

Blok diagram keempat kegiatan utama Pengembangan Lapangan Gas Abadi secara keseluruhan ditunjukkan pada **Gambar II-1**. Distribusi volume hidrokarbon dari keempat kegiatan tersebut tersaji dalam **Tabel II-1**.

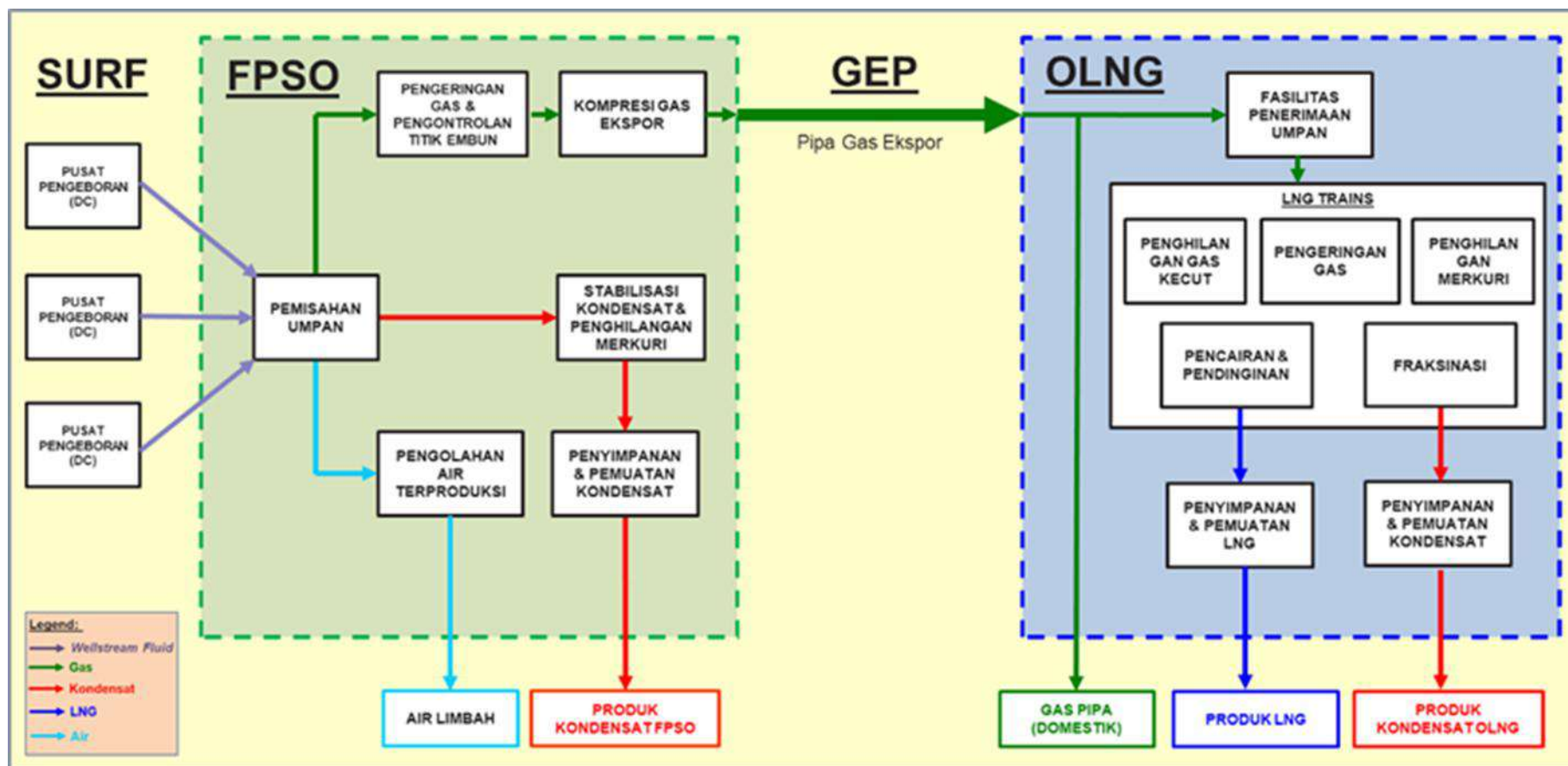
Tabel II-1. Distribusi Volume Hidrokarbon pada Keempat Kegiatan Utama

Inlet FPSO Gas Processing	Produk Kondensat FPSO (BPD)	Inlet GEP (MMSCFD)	Inlet Pipeline (Gas Pipa Domestik) (MMSCFD)	Inlet OLNG dari GEP (MMSCFD)	Produk LNG (MTPA)	Produk Kondensat OLNG (BPD)
1.952	34.636	1.909	150	1.759	9,5	6.392

Sumber: Inpex (2024)

Produksi rata-rata tahunan dari Lapangan Gas Abadi adalah sebesar 9,5 MTPA LNG dan 150 MMSCFD gas pipa domestik. Produksi kondensat dari FPSO maksimum adalah sekitar 34.636 BCPD dan dari OLNG sekitar 6.392 BCPD. Total produksi air yang terdiri dari air terkondensasi dan air terproduksi adalah sekitar 16.000 BWPD Gambar II-2, Gambar II-3, dan Gambar II-4 menunjukkan profil produksi rata-rata tahunan gas, kondensat dan air terproduksi dari Lapangan Abadi:

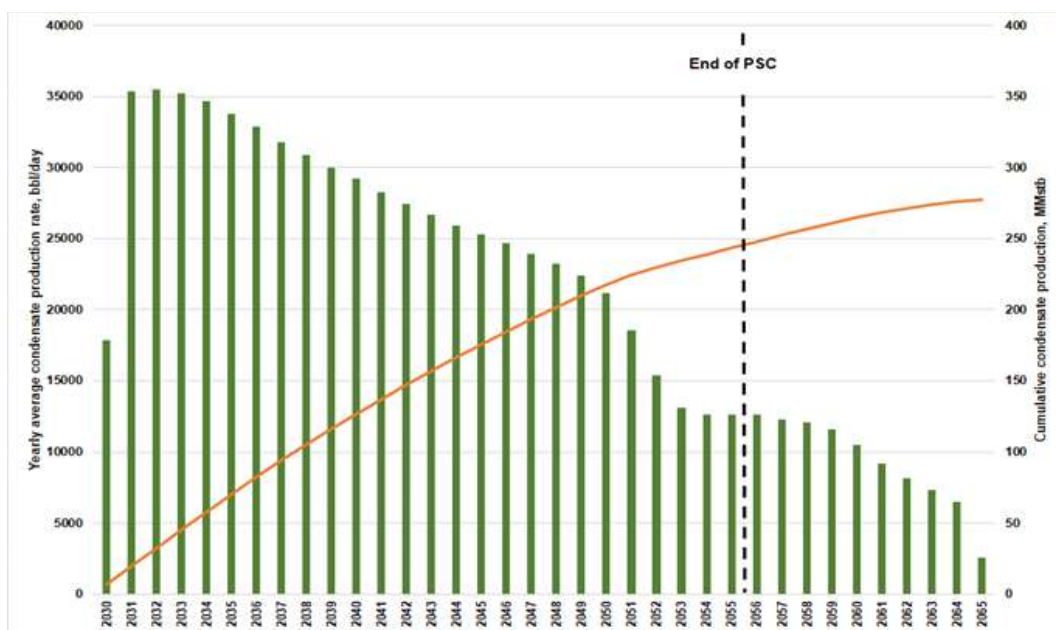
Tenaga kerja yang dibutuhkan pada seluruh kegiatan pada tahap konstruksi sejumlah 12.611 tenaga kerja. Penerimaan tenaga kerja akan dilakukan sesuai jumlah dan kualifikasi yang dibutuhkan pada setiap jenis pekerjaan yang akan dilaksanakan. Pelaksanaan kegiatan proyek pengembangan lapangan gas abadi akan melibatkan tenaga kerja setempat. Pada tahap konstruksi akan melibatkan tenaga kerja setempat yang diharapkan mencapai 20% secara bertahap selama masa kegiatan konstruksi yaitu 3 tahun. Sedangkan pada tahap operasi, diharapkan keterlibatan tenaga kerja setempat akan mencapai rata-rata 40% selama proyek berjalan (30 tahun).



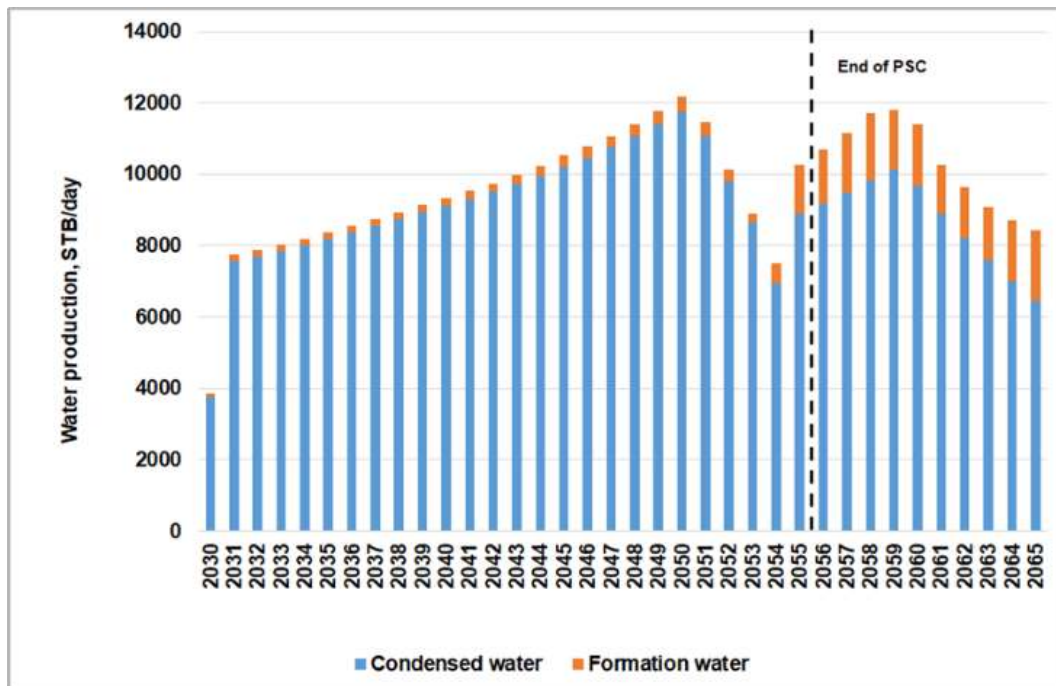
Gambar II-1. Blok Diagram Keseluruhan Fasilitas Produksi Lapangan Gas Abadi



Gambar II-2. Profil Perkiraan Produksi Gas (Gross)



Gambar II-3. Profil Perkiraan Produksi Kondensat



Gambar II-4. Profil Perkiraan Jumlah Air Terproduksi

2.1.1 SURF (Subsea, Umbilical, Riser, Flowline)

Sistem SURF untuk proyek Lapangan Gas Abadi terdiri dari 4 (empat) pusat pengeboran/*drilling centers* (DC) dengan perkiraan jumlah sumur sebanyak 24 yang akan mengalirkan gas dari sumur-sumur di SURF ke FPSO sesuai dengan skenario produksi. Kedalaman laut di lapangan sumur-sumur adalah sekitar 400 sampai 800 meter.

Pengembangan Lapangan Gas Abadi direncanakan akan dilakukan melalui pengeboran dengan perkiraan 24 (dua puluh empat) sumur pengembangan dengan skema *big-bore*. Pengeboran sumur pengembangan direncanakan akan dilakukan mempergunakan 2 (dua) rig secara bersamaan. Program pengeboran direncanakan akan dilakukan secara berurutan dalam *batch* dan dibor secara berarah (*directional drilling*). Untuk menjaga tingkat produksi, pengeboran sumur tambahan direncanakan akan dilakukan secara batch menggunakan 1 (satu) rig.

Teknologi bawah laut, *umbilical*, *riser* dan *flowline* (SURF) merupakan unsur penting dari setiap eksplorasi minyak dan gas di laut dalam, dengan banyak tantangan tetapi memiliki potensi yang sangat besar.

Fasilitas bawah laut yang terdapat pada sistem SURF terdiri dari:

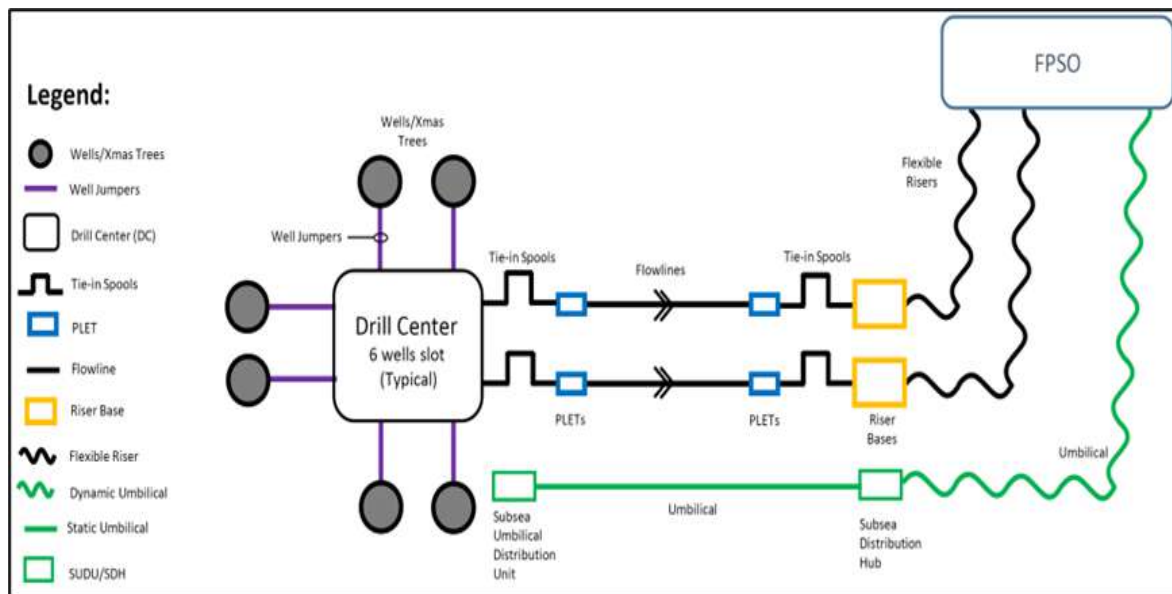
1. *X-mas tree*
2. *Jumper line*
3. *Manifold*
4. *Tie in spool*
5. *PLET (Pipeline End Termination)*
6. *Flowlines*
7. *Riser base*

8. Flexible riser

Skema sistem SURF ditunjukkan pada **Gambar II-5** dan skema posisi DC dan FPSO ditunjukkan pada **Gambar II-6**.

Fluida dari sumur-sumur akan dialirkan melalui masing-masing *jumper line* menuju Pusat pengeboran sumur produksi – sistem *cluster (drilling center)*. Setiap *drilling center* yang berupa *manifold* akan memiliki dua *header* yang masing-masing akan terkoneksi ke sebuah *flowline* dan *riser*, yang berfungsi sebagai koneksi saluran produksi ke fasilitas FPSO.

Satu struktur *riser base* akan dibangun untuk menghubungkan setiap satu *flowline* dengan *production riser* menuju FPSO.



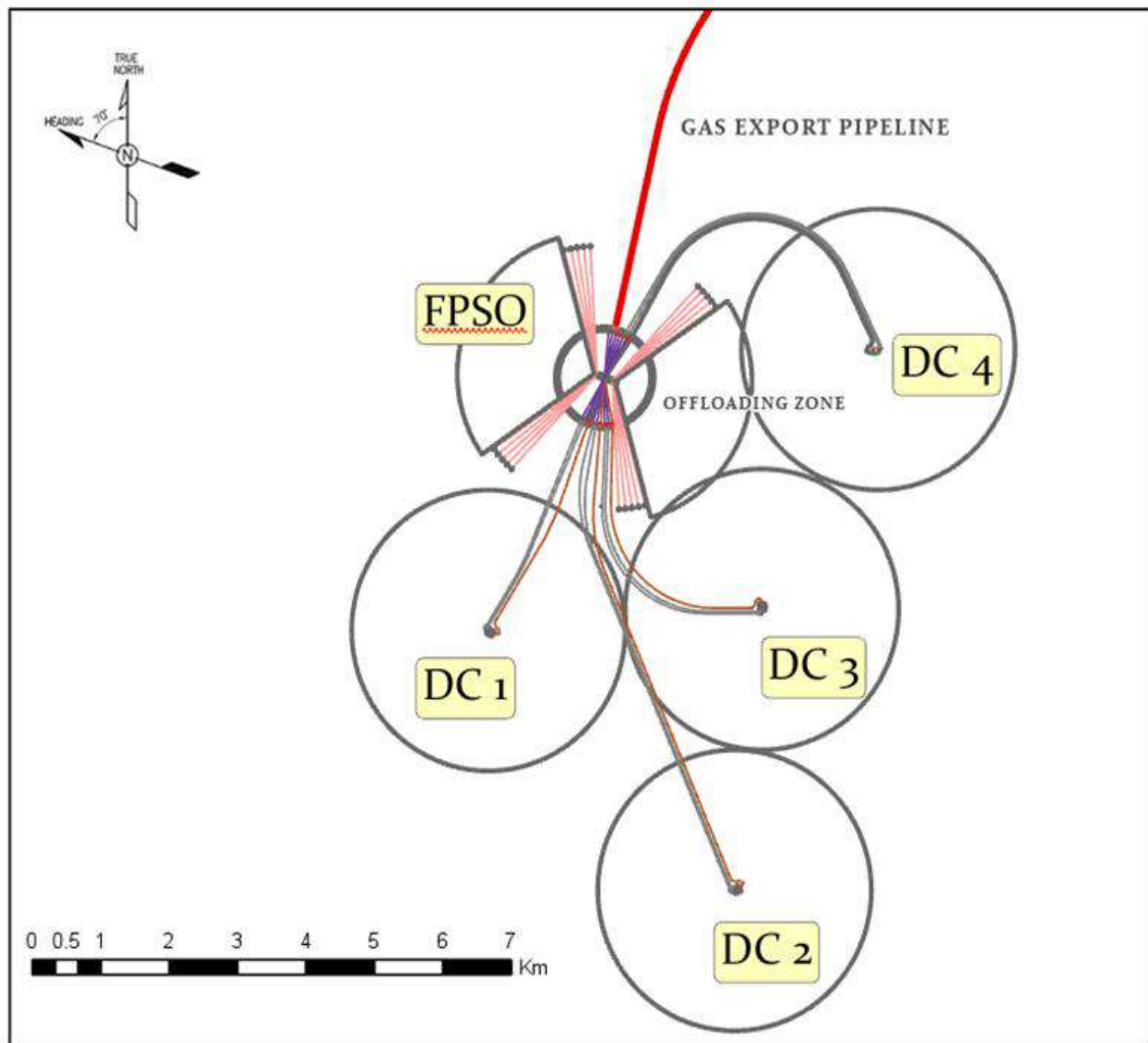
Gambar II-5. Skema Tipikal Sistem SURF Untuk Satu DC

Gambar II-6 menunjukkan *flowline*, *riser umbilical* pada SURF yang terhubung dengan FPSO serta *mooring* pada FPSO. DC-1, DC-2, DC 3, dan DC-4 serta FPSO masing-masing memiliki *exclusion zone* dengan radius 2 (dua) kilometer.

Fasilitas bawah laut tersebut akan dikontrol dari FPSO melalui *umbilical*. *Umbilical* terdiri dari *electrical line* yang akan mendistribusikan tenaga listrik untuk sistem instrumentasi, *hydraulic line* yang akan mendistribusikan tenaga hidrolik ke x-mas *tree* dan *manifold*, dan *chemical line* untuk mendistribusikan MEG ke x-mas *tree* bila dibutuhkan.

Komposisi gas umpan masuk FPSO adalah seperti tercantum pada **Tabel II-2**. Asumsi penggunaan komposisi gas ini sebagai basis desain fasilitas produksi dan akan dikaji lebih lanjut pada tahapan *engineering* selanjutnya. Kondensat yang dihasilkan pada FPSO akan mengandung merkuri dengan komposisi tercantum dalam **Tabel II-3**.

Apabila terjadi kebocoran pada fasilitas bawah laut, maka terdapat prosedur untuk respons kebocoran tersebut yang akan mengikuti standar industri nasional dan internasional. Salah satu tujuannya adalah untuk meminimalkan kebocoran fluida kepada lingkungan. Pada fasilitas bawah laut juga akan dilengkapi dengan *Emergency Shut Down Valve*, yang akan berfungsi otomatis dalam mengisolasi fasilitas, sehingga kebocoran gas dapat dibatasi dan terkontrol.



Gambar II-6. Skema Posisi DC dan FPSO pada Kontur Dasar Laut (Hanya Merupakan Indikasi dan Dapat Dioptimisasi)

Tabel II-2. Komposisi Gas Umpan FPSO

Komposisi	% mol
Nitrogen	0,872885
CO ₂	8,517469
Methane	76,994117
Ethane	4,168142
Propane	1,410771
i-Butane	0,290647
n-Butane	0,428422
22-Mpropane	0,004718
i-Pentane	0,192507
n-Pentane	0,160422
n-Hexane	0,227422
Mcyclopentan	0,036803

Komposisi	% mol
Benzene	0,094367
Cyclohexane	0,048126
Mycyclohexane	0,081155
Toluene	0,094367
E-Benzene	0,014155
m-Xylene	0,070775
o-Xylene	0,014155
124-MBenzene	0,028310
M-Mercaptan	0,000047
C7*	0,164197
C8*	0,138718
C9*	0,095310
C10*	0,083042
C11-C12*	0,116070
C13*	0,041521
C14*	0,033028
C15-C16*	0,046239
C17-C20*	0,042464
C21-C65*	0,027508
H ₂ S	0,001416
COS	0,000001
H ₂ O	5,432343
TEGlycol	0,000000
Helium	0,028362
Total	100

Tabel II-3. Konsentrasi Merkuri (Nilai untuk Desain termasuk Margin)

Item	Gas to AGRU (µg/m ³)	Condensate to Storage (ppbw)	Condensed Water (ppbw)	Formation Water (ppbw)
Elemental	150	111	2	-
Ionic	-	5	8	21
Particulate >0.45µm	-	21	45	45

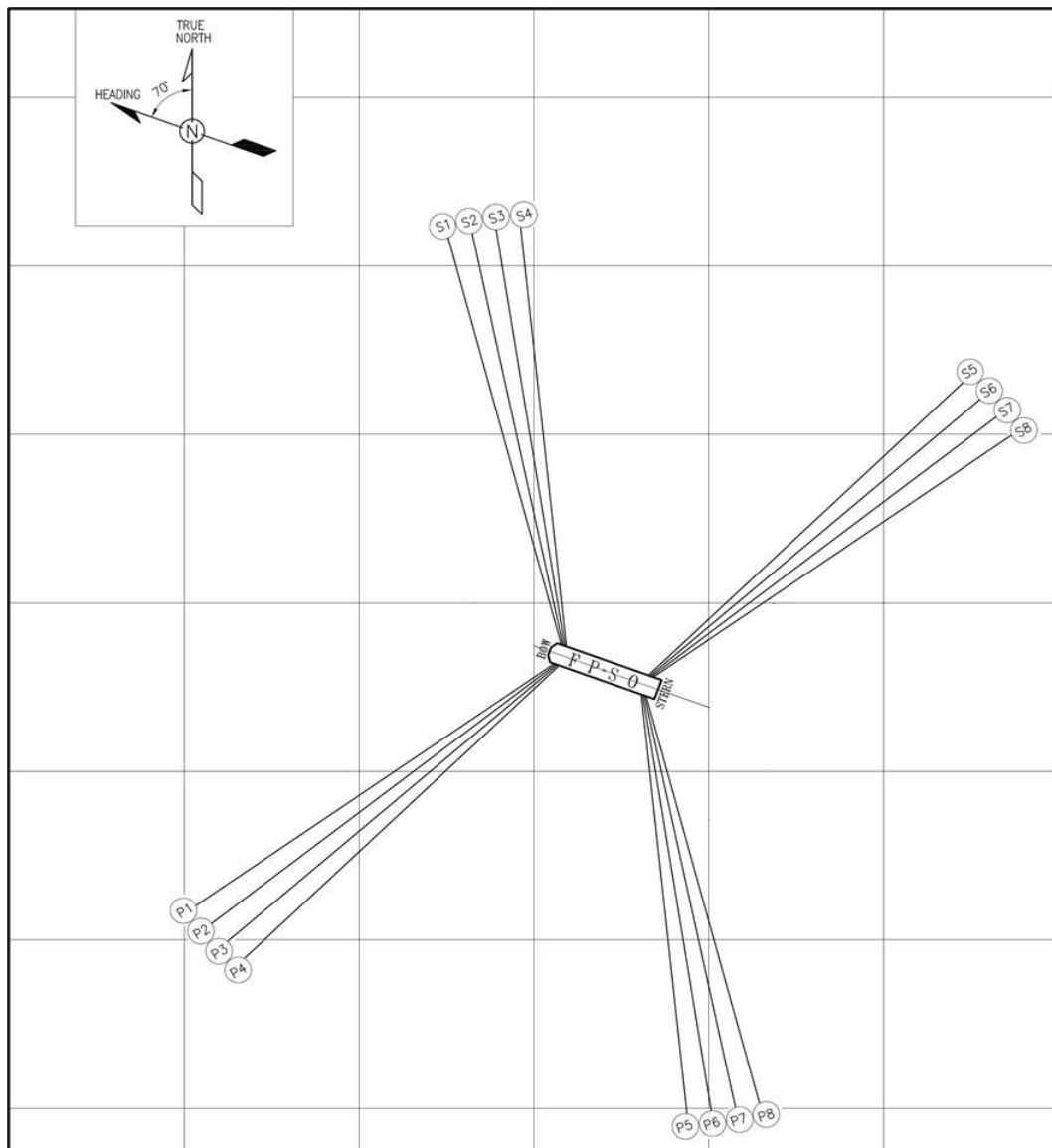
2.1.2 FPSO (Floating Production Storage and Offloading)

FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) merupakan suatu kapal khusus yang memfasilitasi peralatan pemrosesan dan penyimpanan kondensat dan gas di laut. FPSO secara menyeluruh dan lengkap akan difabrikasi di luar lokasi rencana penempatan FPSO di lepas pantai Laut Arafura. Lokasi pabrikasi FPSO akan ditetapkan kelak pada tahap *engineering* selanjutnya. FPSO yang telah siap akan ditarik menggunakan *tug-boat* ke lokasi yang telah ditetapkan.

Kapal FPSO digunakan secara luas oleh industri minyak dan gas lepas pantai dan telah menjadi salah satu metode utama pemrosesan dan penyimpanan hidrokarbon (minyak dan gas) yang diproduksi. Hidrokarbon (campuran minyak, gas, dan air) yang diproduksi di sumur bawah laut diangkut ke FPSO melalui pipa bawah laut, *riser* fleksibel, dan lainnya.

Lokasi FPSO dikombinasikan dengan pusat pengeboran gas alam (*natural gas drilling centers*, DC) supaya berada di sekitar cadangan/reservoir terbaik yang bertujuan untuk mengoptimalkan panjang *flowline* serta menjaga fleksibilitas pengembangan di masa mendatang. FPSO menggunakan sistem tata letak penambatan tersebar (*spread mooring layout*). *Spread mooring layout* FPSO di tunjukkan pada **Gambar II-7**.

Fasilitas FPSO didesain untuk memproduksi gas kering dengan laju alir rata-rata tahunan sebesar 1.909 MMSCFD yang dialirkan melalui GEP, diantaranya 150 MMSCFD merupakan gas pipa (gas pipa domestik), dan sejumlah 1.759 MMSFD merupakan *inlet* ke O LNG. Kondensat yang diproduksi di FPSO adalah sekitar 34.636 BPD dan di O LNG sekitar 6.392 BPD. Komposisi gas kering (*outlet* FPSO) tercantum pada Tabel II-4 dan spesifikasi produk kondensat dari FPSO tercantum pada Tabel II-5.



Gambar II-7. Layout Mooring FPSO

Tabel II-4. Komposisi Gas Kering *Outlet* dari FPSO

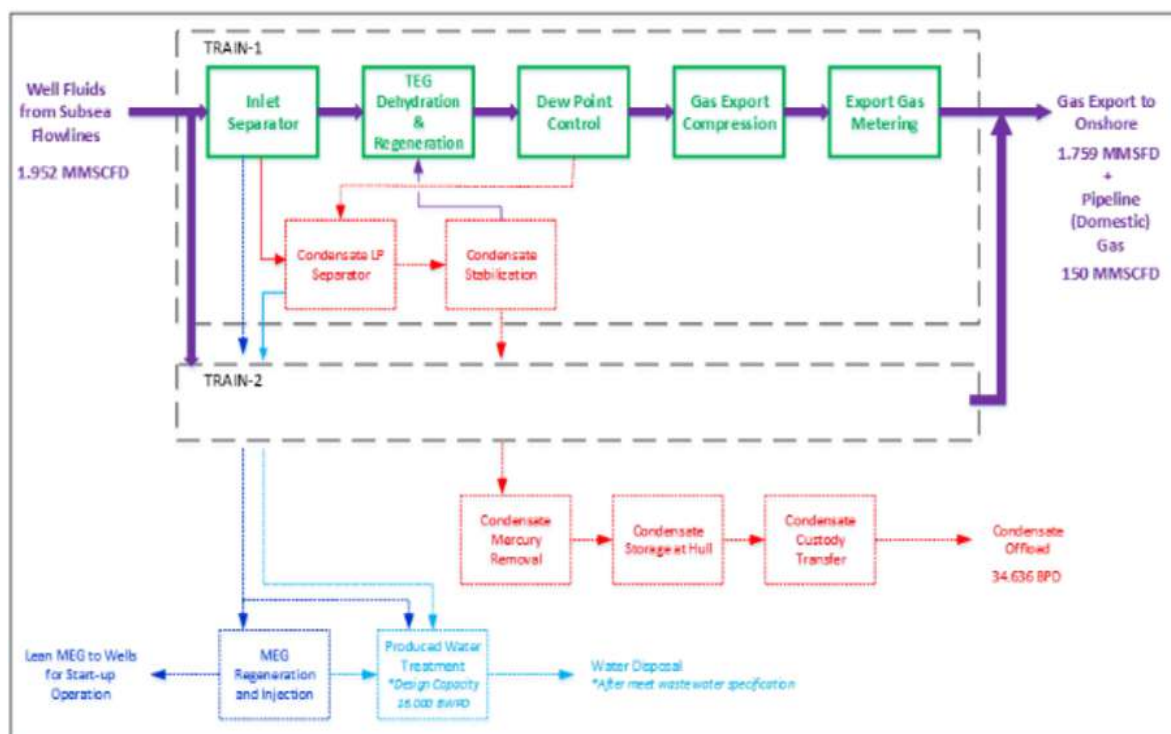
Komposisi	% mol
Nitrogen	0,938238
CO ₂	9,137338
Methane	82,77037
Ethane	4,466576
Propane	1,47612
i-Butane	0,285253
n-Butane	0,405914
22-Mpropane	0,004244
i-Pentane	0,152747
n-Pentane	0,118678
n-Hexane	0,101526
Mcyclopentan	0,014629
Benzene	0,036688
Cyclohexane	0,015642
Mcyclohexane	0,014522
Toluene	0,011543
E-Benzene	0,00038
m-Xylene	0,001413
o-Xylene	0,000248
124-MBenzene	0,000038
M-Mercaptan	0,000045
C7*	0,007688
C8*	0,000248
C9*	0,000693
C10*	0,000000
C11-C12*	0,000000
C13*	0,000000
C14*	0,000000
C15-C16*	0,000000
C17-C20*	0,000000
C21-C65*	0,000000
H ₂ S	0,001502
COS	0,000001
H ₂ O	0,007243
TEG <i>carry-over</i>	0,000026
Helium	0,030448
Total	100

Berat molekul (*Molecular Weight* – MW) pada komposisi gas ekspor dari FPSO adalah 20,34.

Tabel II-5. Spesifikasi Produk Kondensat dari FPSO

Properties	Specification
RVP	10 psia (Maximum), (ASTM D323-73/79)
Merkuri	30 ppb(wt) (Maximum)
Sulfur	200 ppm(wt) (Maximum)
BS&W pada FOB	0,3 % (Maximum)

Fluida yang dihasilkan dari Lapangan Gas Abadi dialirkan ke fasilitas FPSO tunggal, yang akan memproses aliran gas dari sumur menjadi gas kering dan kondensat. Gas akan dialirkan ke darat melalui GEP tunggal dan kondensat akan dikapalkan di lepas pantai melalui kapal tanker, sehingga FPSO ini akan menjadi Terminal Khusus (Tersus). Blok diagram proses di FPSO ditunjukkan pada Gambar II-8. Penjelasan detail dan diagram alir unit-unit produksi pada Fasilitas FPSO yang berdampak terhadap lingkungan dikemukakan pada Sub-Bab 2.2 **Tabel II-12** bagian C.3.



Utilitas

Gas Turbine Generator
Emergency & Essential Diesel Generator
Heating Medium System
Seawater Supply & Cooling
Fresh Water Generation Package
Fuel Gas System

Utility & Instrument Air
Closed & Open Drain System
Topside Chemical Injection
Nitrogen & Inert Gas Generation
Flare System
Diesel Fuel Supply System

Gambar II-8. Blok Diagram Proses di FPSO dan Sarana Utilitas

Desain dari fasilitas produksi FPSO mengacu pada hasil dari seleksi konsep dan studi Pra-FEED. Desain ini sesuai dengan komposisi dan cadangan gas Lapangan Gas Abadi. Berikut adalah fasilitas produksi utama pada FPSO yang akan dioptimalkan lebih lanjut pada tahapan *engineering* selanjutnya:

1. Perkiraan desain untuk keseluruhan ukuran dari *hull* FPSO adalah dengan ukuran panjang sekitar 300 m dan lebar 60 m. INPEX akan mengkaji kemungkinan pengurangan dimensi lebar kapal dari 60 m menjadi 55 m.
2. Fasilitas pemrosesan hidrokarbon di FPSO meliputi:
 - a) Sistem pemisahan gas umpan;
 - b) Sistem pengeringan gas menggunakan TEG;
 - c) Regenerasi TEG;
 - d) Sistem pengontrolan titik embun menggunakan turbo *expander*;
 - e) Sistem kompresi gas ekspor. Tiap *train* kompresi digerakkan oleh turbin gas aeroderivative yang sesuai untuk digunakan di lepas pantai dan diaplikasikan di FPSO;
 - f) Pengukuran laju alir gas ekspor (jika diperlukan);
 - g) Sistem stabilisasi kondensat (indikatif – akan dioptimalkan);
 - h) Sistem injeksi dan regenerasi MEG;
 - i) Sistem air pendingin dengan menggunakan asupan air laut menggunakan *caisson* air laut dalam untuk memperoleh suhu air laut yang konstan;
 - j) Sistem *spread mooring*; dan
 - k) Penyimpanan kondensat dan sistem dual tandem *offloading*.

Unit-unit fasilitas produksi yang terdapat di FPSO ditunjukkan pada Tabel II-6.

Tabel II-6. Unit-Unit Fasilitas Produksi FPSO

No.	Unit	Deskripsi
1	<i>Inlet separation unit</i>	Memisahkan fluida menjadi tiga fase (gas, air dan kondensat)
2	<i>Dehydration unit</i>	Mengurangi kandungan air dalam gas untuk mencapai titik embun air -20°C pada tekanan 69 barA
3	<i>Dew Point Control unit</i>	Mengurangi kandungan hidrokarbon berat
4	<i>Condensate stabilisation unit</i>	Menstabilkan kondensat untuk mencegah hidrokarbon ringan menguap
5	<i>Export gas compression unit</i>	Menaikkan tekanan gas agar bisa dikirimkan dari fasilitas FPSO ke fasilitas O LNG
6	<i>MEG unit</i>	Membantu mengurangi kemungkinan terjadinya hidrat selama proses <i>start-up</i> sumur
7	<i>Power generation system</i>	Membangkitkan sumber listrik untuk kebutuhan <i>power</i> di FPSO
8	<i>Heating Medium system</i>	Memanaskan unit-unit proses di FPSO menggunakan <i>hot oil</i> yang sumber panasnya berasal dari gas buangan turbin generator
9	<i>Cooling Water system</i>	Mendinginkan unit-unit proses di FPSO dengan menggunakan media pendingin dengan sistem <i>closed loop</i>
10	<i>Fresh water system</i>	Memproduksi air tawar menggunakan unit <i>reverse osmosis</i>

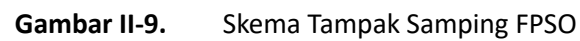
No.	Unit	Deskripsi
11	<i>Fuel gas system</i>	Mengolah sebagian gas alam yang berasal dari sumur untuk bisa digunakan menjadi sumber bahan bakar
12	<i>Potable / Service water system</i>	Mengolah air tawar sehingga bisa dikonsumsi sebagai air minum
13	<i>Demineralized water system</i>	Memproduksi air demin sebagai media pendingin dengan sistem <i>closed loop</i>
14	<i>Air system</i>	Menyediakan sumber angin sebagai penggerak utilitas dan instrumentasi
15	<i>Nitrogen system</i>	Memproduksi nitrogen dengan kemurnian tinggi untuk digunakan sebagai <i>blanketing</i> bejana tekan dan <i>buffer seal compressor</i> .
16	<i>Inert gas system</i>	Memproduksi CO ₂ untuk digunakan sebagai <i>blanketing</i> tanki kondensat
17	<i>Diesel fuel storage and supply system</i>	Menampung dan membersihkan bahan bakar diesel yang di terima dari <i>supply boat</i> untuk didistribusikan ke pengguna di FPSO
18	<i>Fire fighting and safety system</i>	Menyediakan sistem pemadam kebakaran sebagai upaya pencegahan dan meminimalisir dampak jika terjadi kebakaran di fasilitas FPSO
19	<i>Flare system</i>	Menampung pelepasan hidrokarbon dari unit proses sehingga aman untuk di lepaskan ke atmosfer
20	<i>Waste water treatment system</i>	Mengolah air terproduksi sehingga aman untuk dibuang ke laut
21	<i>Drainage system</i>	Sistem saluran pembuangan yang ada di modul <i>topside</i> untuk dialirkan ke pengolahan selanjutnya
22	<i>Condensate Storage and Offloading system</i>	Menampung kondensat hasil produksi sebelum di transfer ke <i>export tanker</i> menggunakan <i>custody meter</i>
23	<i>Water ballast system</i>	Menyediakan/meningkatkan stabilitas FPSO terhadap <i>loading condition</i> yang berbeda.
24	<i>Bilge system</i>	membersihkan air dan minyak yang terakumulasi di lambung kapal sebagai akibat dari kebocoran atau pengeringan, dan saat mencuci ruang kargo kering.
25	<i>Mooring system</i>	Untuk menambat/mempertahankan posisi FPSO agar tetap pada tempatnya
26	<i>Hydraulic system</i>	Menyediakan sistem hidrolik bertekanan tinggi untuk menggerakkan <i>valve</i> yang ada di <i>subsea</i> dan <i>valve</i> yang ada di <i>hull</i>
27	<i>Navigation/Radar/Meteorological systems</i>	Alat navigasi dan alat untuk memonitor cuaca
28	<i>Hull Structure</i>	Lambung dari perahu atau kapal menyediakan daya apung yang mencegah kapal dari tenggelam.
29	<i>Accommodation (LQ), Other Rooms, Buildings</i>	Menyediakan akomodasi untuk semua personel di FPSO

No.	Unit	Deskripsi
30	<i>Analyser houses, Laboratory</i>	<i>Analyser house</i> : tempat <i>online analyzer</i> ; <i>Laboratory</i> : tempat melakukan analisis sampel
31	<i>Warehouse, Storage for spares</i>	Sebagai tempat penyimpanan <i>spare part</i>
32	<i>Workshop</i>	Tempat melakukan perbaikan ringan
33	<i>Helideck and associated equipment</i>	Sebagai sarana pendaratan helikopter saat operasi <i>crew change</i> /MEDEVAC

Fasilitas *topside* FPSO ditunjukkan pada Gambar II-9, akan dibangun di atas lambung FPSO dimana keseluruhan desainnya akan dikaji lebih lanjut pada tahapan *engineering* selanjutnya.

Ketentuan berdasarkan 10.000 *year return period* (YRP) diterapkan untuk desain struktur lambung FPSO, *mooring*, *riser* dan *topsides*, berdasarkan standar ISO 19900 (*General Requirements (ASL) for Offshore Structures*), 19901-1 (*Met-Ocean Design and Operating Considerations*), dan 19901-3 (*Topsides Structure*).

Kondisi *Met-Ocean* di Lapangan Gas Abadi adalah lebih rentan terhadap cuaca buruk dan mempunyai peluang kejadian *cyclones* yang lebih besar dibandingkan dengan area lain di Indonesia. Kondisinya mempunyai karakteristik yang hampir sama dengan kondisi lingkungan di Australia.



B.1 Sistem Pendukung Bawah Laut

FPSO akan memiliki fasilitas untuk mendukung pengoperasian sistem bawah laut dalam kondisi proses normal maupun apabila terjadi gangguan (*upset*). Fasilitas ini termasuk fasilitas *depressurisation*, fasilitas *pigging* (peluncur dan penerima pig), injeksi MEG, injeksi gas kering, dan antar-muka dengan *control umbilical* (*Hydraulic Power Unit, Topside Umbilical Termination Unit, Master Control System, Electrical Power Unit*) dan sistem pemantauan *flexible riser*.

B2 Sistem Penerimaan dan Pemisahan Gas Umpan

Sistem Penerimaan dan Pemisahan Gas Umpan menerima fluida dari *production riser*, melalui *topsides choke*. Fluida dari sumur akan diturunkan suhunya di dalam *Inlet Production Cooler* dan kemudian fluida produksi tersebut dialirkan ke *Inlet Gas High Pressure Inlet Separator*. Kedua *train* tersebut terhubung dengan *production manifold*, akan tetapi keduanya tersegregasi dengan katup isolasi diantara dua *train* tersebut. Fasa gas dari separator akan dialirkan ke *Inlet Gas After cooler* untuk diturunkan suhunya dengan tujuan untuk mencapai efisiensi absorpsi optimum di TEG (*dehydration*). Studi Pra-FEED mengindikasikan penurunan suhu menggunakan dua tingkat karena diperlukan area perpindahan panas yang sangat besar jika hanya menggunakan penurunan suhu satu tingkat.

Fasa kondensat akan dialirkan ke *Low Pressure Separator* dan selanjutnya akan diproses di sistem stabilisasi kondensat sedangkan fasa air dipisahkan ke sistem pengolahan air. *Inlet Gas High Pressure Separator* ini juga dapat mengatur *liquid sludge* yang mungkin terkumpul di sistem produksi bawah laut selama *start-up, ramp-up, pigging*, atau pada kondisi operasi transien lain, tanpa mengganggu operasi produksi FPSO.

B.3 Sistem Pengeringan Gas (Gas Dehydration System)

Aliran gas umpan dari *Inlet Gas High Pressure Separator* akan dialirkan menuju sistem pengeringan gas untuk menghilangkan kandungan uap air dalam gas umpan.

Gas dari masing-masing *Inlet Gas High Pressure Separator* akan dialirkan di bawah kontrol tekanan ke Unit Pengeringan Gas. Aliran dua fasa dari *Inlet Gas Aftercooler* akan dipisahkan di dalam *Tri Ethylene Glycol Inlet Gas Coalescer*. Gas akan dikeringkan dalam *Tri Ethylene Glycol Contactor* menggunakan aliran *countercurrent Tri Ethylene Glycol* yang akan menyerap kandungan air dalam gas alam. Sistem ini didesain untuk menghilangkan kandungan air dalam gas supaya dapat mencapai titik embun air yang cukup untuk menjaga gas dalam pipa tetap kering (dikaji di Pra-FEED pada -20°C @ 69 barA) (data yang tersedia saat ini didasarkan pada data Pra-FEED). *Tri Ethylene Glycol* akan diregenerasi di dalam *Regeneration Package* di masing-masing unit pengeringan gas.

B.4 Proses Pengontrolan Titik Embun

Gas kering yang sudah diolah dari unit pengeringan gas akan dialirkan ke unit pengontrolan titik embun hidrokarbon yang bertujuan untuk menghilangkan komponen hidrokarbon berat lainnya dari aliran gas kering sehingga mencapai titik embun hidrokarbon yang cukup untuk menjaga gas dalam pipa tetap kering (dikaji di Pra-FEED -2°C @ 69 barA). Gas akan didinginkan di dalam *Gas/Liquid Exchanger*. Aliran dua fase akan dipisahkan dalam *Gas Scrubber*.

Turboexpander digunakan untuk memisahkan hidrokarbon berat dengan cara menurunkan tekanan gas tersebut. JT valve tersedia untuk digunakan sebagai pengganti *turboexpander* pada saat *turboexpander* tidak dapat beroperasi.

Aliran dua fase dari *turboexpander* akan dipisahkan dalam *Low Temperature Separator*. Penghilangan hidrokarbon berat akan menghindari pengembunan hidrokarbon di dalam GEP, terutama di area Palung Tanimbar. Gas kering dari unit pengontrolan titik embun akan dikompresi hingga tekanan sekitar 182 bara di dalam sistem kompresi gas ekspor, didinginkan dan diukur laju alirnya dan kemudian dialirkan melalui GEP ke darat.

B.5 Proses Stabilisasi Kondensat

Kondensat yang dipisahkan di *Inlet Gas High Pressure Separator* bersama dengan hidrokarbon cair dari sistem pengeringan gas, sistem kontrol titik embun dan sistem kompresi gas serta sistem pembuangan akan memasuki *Condensate Low Pressure Separator*. Fase gas akan dialirkan menuju *Flash Gas Compression System* (jika diperlukan), sedangkan fase cairan akan dialirkan ke *Condensate Stabilizer Package*.

Umpan kondensat akan dipanaskan di *Stabilizer Feed/Bottom Exchanger*. Kondensat akan diproses di dalam *Condensate Stabilizer Column* yang dilengkapi dengan *Condensate Reboiler* untuk menguapkan hidrokarbon ringan yang ada di dalam aliran kondensat.

Pemisahan komponen ringan ini diperlukan untuk mengendalikan tekanan uap produk kondensat sebelum dikirim ke penyimpanan. Kondensat yang telah stabil kemudian didinginkan di *Condensate Rundown Cooler* dan dilewatkan ke Unit Penjerapan Merkuri dalam kondensat untuk memenuhi spesifikasi produk kondensat. Produk kondensat kemudian dikirim ke tangki penyimpanan kondensat yang berlokasi di dalam lambung kapal FPSO.

B.6 Sistem Penyimpanan dan Offloading Kondensat

Produk kondensat akan disimpan dalam tangki penyimpanan di lambung kapal FPSO. Produk kondensat ini akan di *offloading* menggunakan sistem dual tandem *offloading*. Dual tandem *offloading* sudah dikonfirmasi sebagai pilihan solusi desain *mooring* dan *offloading*. Komponen utama dari sistem penyimpanan dan sistem *offloading* adalah:

- a) Kapasitas total penyimpanan kondensat diperkirakan sebesar 1,1 MMBLS dengan 5.000 m³/jam laju alir *offloading*;
- b) *Offloading hose* dan *reel* untuk kondensat, yaitu masing-masing satu *offloading hose* dan *reel* terletak di bagian depan dan belakang FPSO.

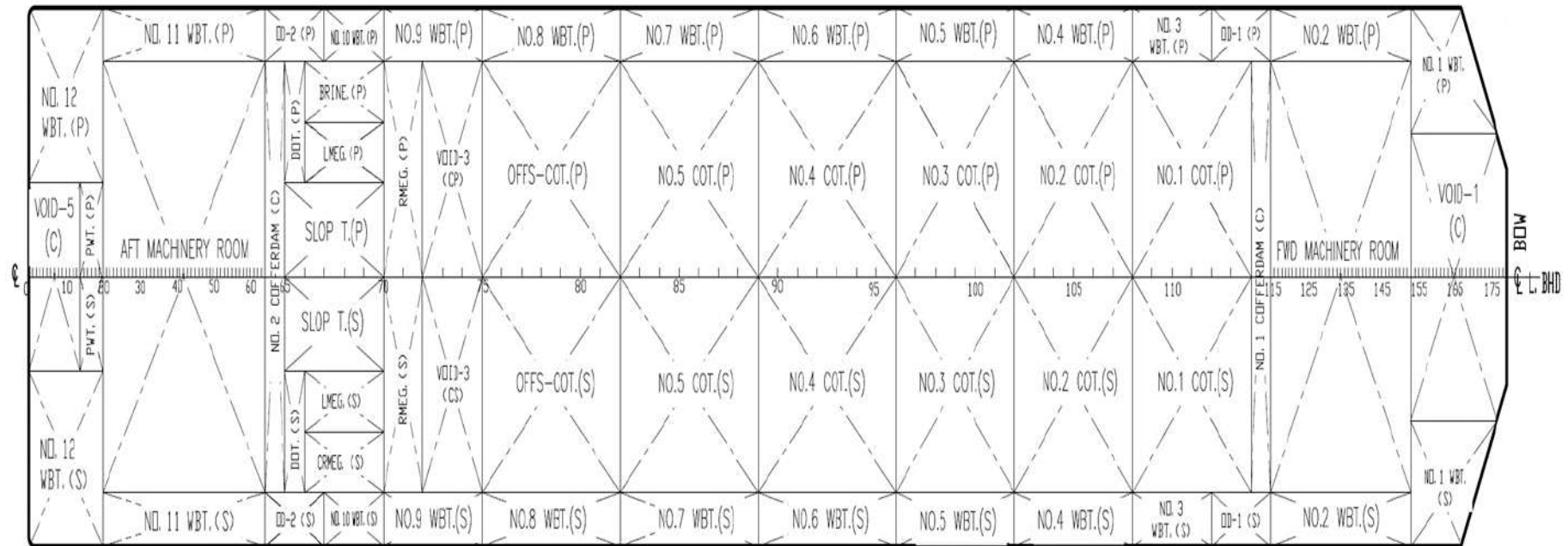
B.7 Lambung Kapal (Hull) dan Spread Mooring

Berdasarkan kebutuhan fungsionalnya, lambung kapal dengan baja ganda yang berukuran sekitar 300 m × 60 m menampung semua sistem penyimpanan, operasi kelautan, keselamatan dan pendukung kehidupan yang diperlukan untuk fasilitas lepas pantai, disamping itu memberikan ruang yang cukup di dek utama untuk tata letak yang aman dari modul-modul *topside*. Selain tangki penyimpanan dan sistem *offloading*, sistem-sistem lainnya meliputi:

- a. Sistem pemadaman api;
- b. Sistem pembuangan air limbah;
- c. HVAC;
- d. Sistem *ballast*;
- e. Sistem pembangkitan gas *inert*;

- f. Sistem *bilges*;
- g. Sistem hidrolik;
- h. Sistem pencucian tangki;
- i. *Bunkering station*;
- j. Tangki penyimpan MEG;
- k. Tangki penyimpan bahan kimia dan utilitas;
- l. *Switchgear room*;
- m. Peralatan keselamatan hidup; dan
- n. Ruangan mesin untuk mengakomodasi sistem marine dan utilitas.

Rencana umum awal lambung kapal ditunjukkan pada **Gambar II-10**.



Gambar II-10. Rencana Umum Lambung Kapal FPSO

B.8 Pembangkit Listrik di FPSO

Pembangkit daya (listrik) utama akan disediakan dengan Generator Turbin Gas *aeroderivative* (GTGs). Jumlah GTG akan didasarkan pada filosofi N+1 dan memperhitungkan persyaratan pergantian beban. Karena GTG cadangan akan disimpan dalam keadaan siaga, maka penggantian beban telah dirancang sehingga tidak ada dampak produksi jika GTG trip (misalnya selagi GTG cadangan sedang dimulai). Satu (1) GTG akan memiliki spesifikasi jenis bahan bakar ganda. Pada saat kondisi operasi normal, GTG akan dioperasikan menggunakan bahan bakar gas. Pada saat kondisi *emergency* yang mengharuskan fasilitas produksi berhenti beroperasi sehingga bahan bakar gas tidak tersedia maka GTG akan dioperasikan dengan menggunakan bahan bakar diesel sampai fasilitas produksi kembali beroperasi dan ada pasokan gas dari sumur.

GTG direncanakan akan dipasang di bagian atas dan terletak di dek produksi. Daya HV akan dihasilkan pada 11 kV dengan frekuensi 50 Hz dan mendistribusikan catu daya ke peralatan *topside* dan *hull*. *Waste Heat Recovery Unit* akan digunakan untuk menyediakan panas ke sistem media panas (*Heat Medium System*). Sistem media panas ini digunakan untuk menyediakan media pemanas (*heating medium*) bagi sejumlah peralatan di unit proses, seperti: TEG *Regeneration Package*, *Condensate Reboilers*, MEG *package*, *Fuel Gas Heater*, dan lain-lain. Jumlah gas turbin diperkirakan adalah 3 unit (termasuk 1 unit sebagai cadangan) dengan masing-masing gas turbin berkapasitas 15 MW, sehingga pada saat operasi normal jumlah tenaga yang dihasilkan adalah sekitar 30 MW. Fasilitas *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU) akan dipasang pada cerobong turbin gas pembangkit listrik untuk memanfaatkan panas buangan untuk menaikkan suhu fluida media pemanas.

Kebutuhan listrik di FPSO selama kegiatan instalasi berlangsung akan disediakan oleh pembangkit listrik dengan turbin yang memiliki spesifikasi berbahan bakar ganda. Karena bahan bakar gas belum tersedia, pengoperasian turbin pembangkit listrik ini akan menggunakan bahan bakar minyak diesel. Daya listrik maksimum di FPSO pada saat instalasi yang dapat disediakan oleh satu turbin pembangkit listrik adalah sebesar 15 MW dengan perkiraan konsumsi bahan bakar minyak diesel sebesar 5,71 ton/jam.

Pembangkit listrik esensial akan berpenggerak mesin diesel dan dipasang untuk beban tempat tinggal dan beban pengawalan pemulihan daya (*black start*) seperti kompresor udara instrumen, dll. Pembangkit daya/listrik esensial juga akan digunakan sebagai sumber daya untuk kegiatan *Commissioning* dan *start-up*, sehingga mengurangi kebutuhan untuk generator diesel portabel tambahan. Selain itu, pembangkit listrik esensial akan berfungsi sebagai generator cadangan jika generator listrik darurat tidak berfungsi optimal. Generator daya utama akan menyediakan 400 V listrik dengan frekuensi 50 Hz.

Berdasarkan hasil Pra-FEED, kapasitas terpasang pembangkit listrik esensial adalah 10 MW dengan konfigurasi 3x33,3%. Jumlah emisi gas buang diperkirakan sebesar 2.400 ton/tahun dengan komponen mayoritas berupa CO₂ dan sebagian kecil gas metana (CH₄) dan oksida nitrogen (N₂O).

B.9 Pengolahan Air Terproduksi dan Limbah Lainnya

Sistem pengolahan air terproduksi di FPSO didesain untuk mengolah air terproduksi dengan kapasitas desain saat ini sekitar 16.000 BWPd untuk memenuhi spesifikasi Proyek dengan kriteria kandungan minyak di dalam air kurang dari 50 mg/L, sebelum dibuang ke laut. Sistem pengolahan air terproduksi dirancang untuk dapat mengolah air terproduksi dengan karakteristik seperti

tercantum pada **Tabel II-7**, sehingga kualitas buangan air terproduksi yang dihasilkan sesuai dengan spesifikasi seperti tercantum pada **Tabel II-8**. Sistem pengolahan ini menerima air terproduksi dari *Inlet Gas HP Separator*, *LP Separator*, *MEG Regeneration* dan *Reclamation Package* dan *BTEX Removal Package*. Sistem pengolahan ini juga dapat dipakai untuk pengolahan air *off-spec* dari *Slop Tank*.

Tabel II-7. Karakteristik Air Terproduksi

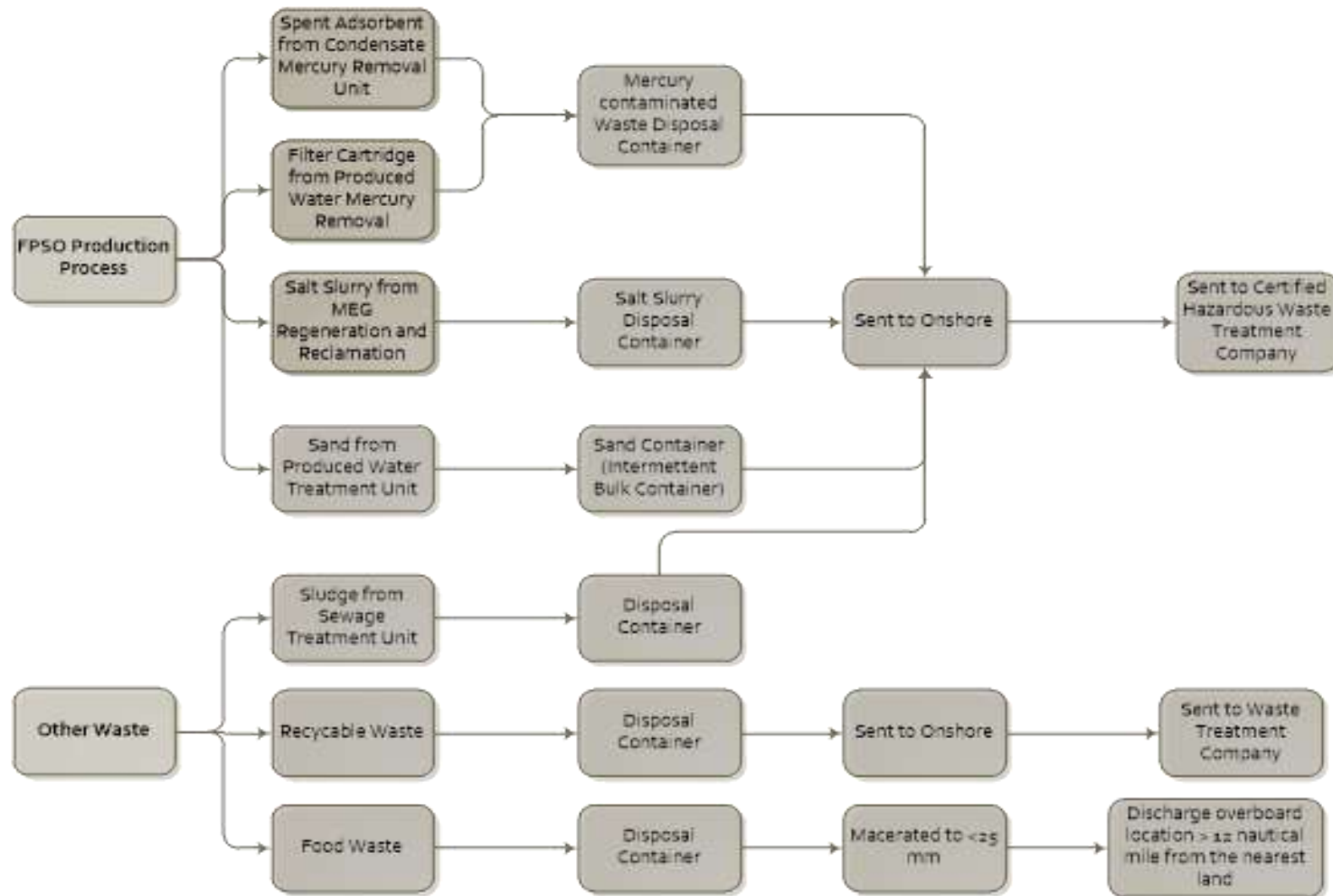
Sumur	Sampling Point	TDS (mg/L)	SG (@60 °F)	Rw (ohm-m)	pH	Na (mg/L)	Cl (mg/L)
Abadi-10	Separator	N/A	0,999	3,03	3,41	223	1.302

Tabel II-8. Spesifikasi Air Buangan Pengolahan Air Terproduksi

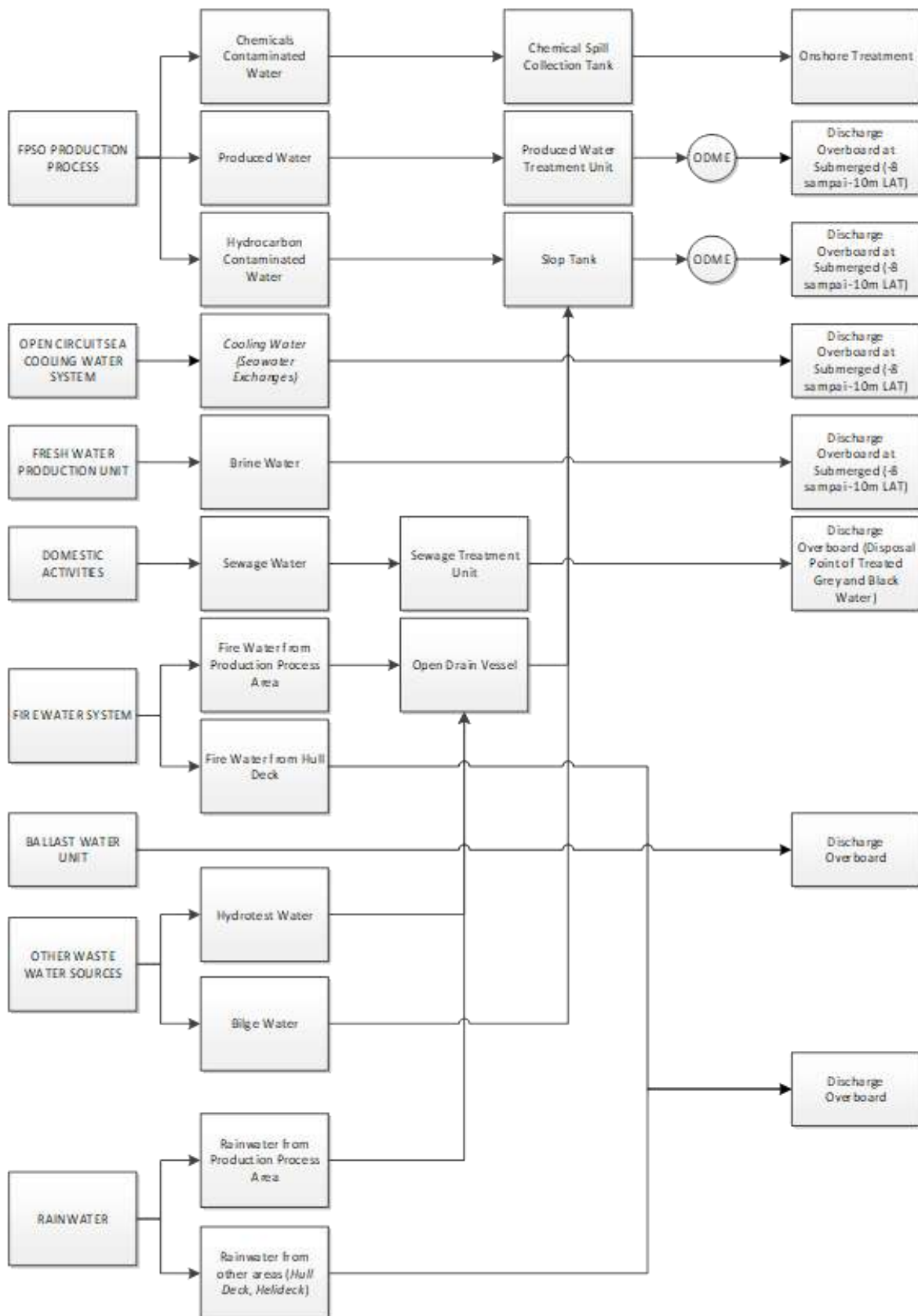
Parameter	Nilai Baku Mutu
<i>Free Oil and Grease (dispersed hydrocarbons)</i>	29 mg/L(30-day average)
<i>Total Hydrocarbons (free + dissolved hydrocarbons)</i>	50 mg/L
pH	6-9
Hg	10µg/L

Proses produksi di FPSO akan menghasilkan limbah B3 dan non B3 antara lain absorben dari unit MRU (*Mercury Removal Unit*), sluri garam dari regenerasi dan reklamasi MEG, pasir dari pengolahan air terproduksi, *sludge* dari unit pengolahan air limbah domestik dan lainnya. Bagan alir sistem pengolahan seluruh limbah B3 dan non B3 ditunjukkan pada **Gambar II-11**.

Di samping air terproduksi, operasi FPSO juga akan menghasilkan air limbah lainnya antara lain air terkontaminasi hidrokarbon, *Brine Water*, air pendingin, air limbah domestik, dan lainnya. Bagan alir sistem pengolahan seluruh air limbah di FPSO ditunjukkan pada **Gambar II-12**.



Gambar II-11. Garis Besar Sistem Pengolahan Limbah B3 dan Non B3 di FPSO



Gambar II-12. Garis Besar Sistem Pengolahan Air Limbah di FPSO

2.1.3 Gas Export Pipeline (GEP)

Pipa gas ekspor akan mengalirkan gas yang telah dikeringkan dan dikontrol titik embunnya ke Kilang OLNG. GEP akan memiliki kapasitas untuk mengalirkan gas alam kering yang dibutuhkan oleh OLNG. Rute GEP direncanakan menuju ke Pulau Yamdena; seperti terlihat pada Gambar II-13 dan akan melewati palung Tanimbar yang mencapai kedalaman lebih dari 1.500 m. Skema GEP ditunjukkan pada Gambar II-14 dan profil penampang topografi dasar laut dalam jalur pipa GEP tersaji dalam **Gambar II-15**.

Pipa penyalur gas dipasang dari PLET di area FPSO menuju kilang OLNG di pulau Yamdena sekitar $\pm 167,26$ dan 2 km diantaranya berada di darat

Pemilihan penempatan dan jalur trase pipa mengacu kepada ketentuan umum yang terdapat di standar SNI:13-3474-2002 tentang Sistem Perpipaan Transmisi dan Distribusi Gas dan DNVGL-ST-F101 Submarine *pipeline systems*. Jalur trase pipa telah mempertimbangkan batimetri, kondisi geofisikal dan lingkungan, dan juga informasi *geohazard* untuk memperoleh jalur trase pipa yang aman, dan handal (*reliable*).

Penempatan pipa (*pipeline*) ke dekat FPSO sedemikian rupa sehingga tidak akan terpapar terhadap risiko yang disebabkan *water intake riser*, kegiatan kapal-kapal, terseret oleh jangkar, abrasi oleh kabel dan rantai, dan kegiatan instalasi di masa mendatang. Pemipaan di perairan pantai dan di darat ditempatkan sedemikian rupa sehingga terhindar dari bahaya yang disebabkan kondisi medan, penyeberangan jalan, kegiatan komersial sehari-hari, dan aktivitas konstruksi di masa mendatang. Kebocoran pipa gas ekspor akan mengikuti *Pipeline Emergency Response Plan* yang akan mengikuti standar industri nasional dan internasional. *Pipeline Emergency Response Plan* bertujuan untuk meminimalkan kebocoran fluida kepada lingkungan. Pipa gas ekspor juga akan dilengkapi dengan *Emergency Shut Down Valve* (ESDV) yang terpasang di FPSO, yang akan berfungsi otomatis dalam mengisolasi pipa, sehingga kebocoran gas dapat dibatasi dan terkontrol.

Keamanan dan kesesuaian jalur pipa gas ekspor telah melewati beberapa studi berikut :

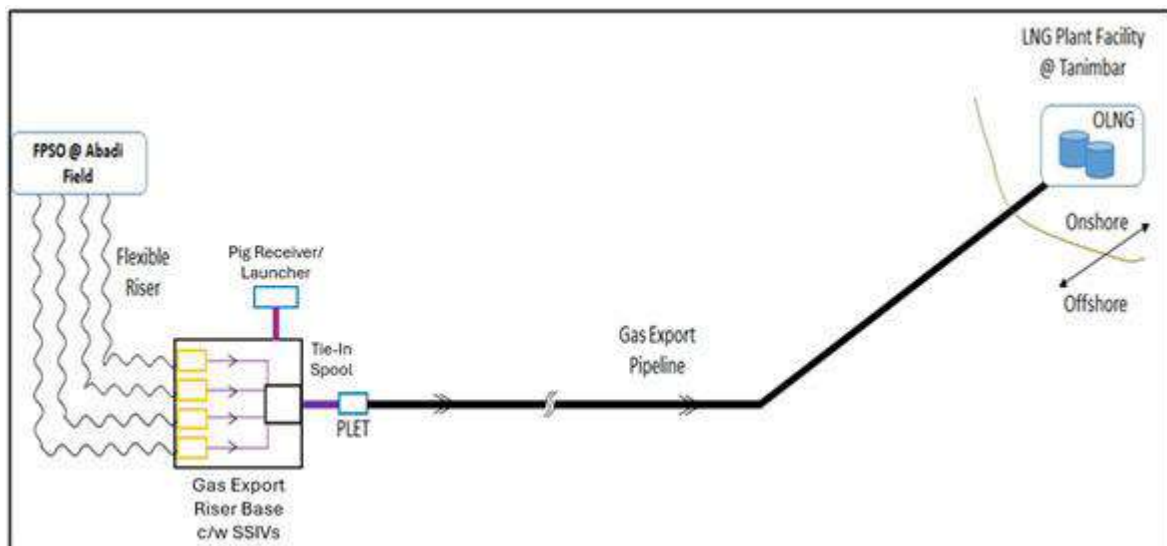
- Analisis *geohazard* dan stabilitas *slope* pada palung yang berdasarkan data *Geotechnical* dan *Seismic Survey*
- Geofisikal, Geoteknikal dan *seismic review*

Studi tersebut di atas menyimpulkan bahwa jalur pipa yang akan melewati palung, masih berada dalam kriteria manajemen risiko yang dapat ditoleransi oleh standar industri dan kode desain yang dipakai. Survei seismik dan geoteknik yang lebih detail telah direkomendasikan untuk dapat mengurangi ketidakpastian yang ada di daerah sekitar palung dan pada seluruh jalur pipa pada umumnya. Studi detail akan menambahkan tingkat akurasi analisis dan kesimpulan yang telah dilakukan sebelumnya.

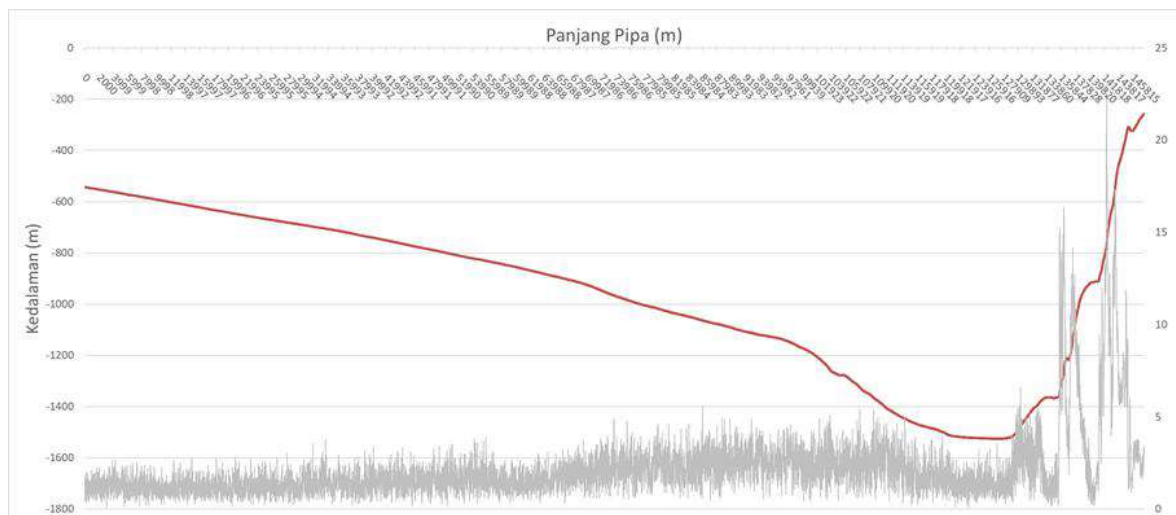
Sebagaimana terlihat pada Gambar II-13, untuk mengantisipasi adanya kendala teknis pada hasil survei geoteknik, pada Zona II disiapkan jalur alternatif. Untuk alternatif pertama (sisi Utara) dengan jalur yang lurus, dan alternatif kedua (sisi Selatan) dengan jalur yang berbelok.



Gambar II-13. Rute Indikatif GEP



Gambar II-14. Skema GEP



Gambar II-15. Profil Penampang Topografi Dasar Laut (Tanpa Skala)

Pemilihan jalur pipa dari Lapangan Gas Abadi ke fasilitas OLNG di darat dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa hal berikut:

1. Mendapatkan jalur koridor pipa yang optimal dengan meminimalisasi biaya dan kehilangan tekanan sepanjang pipa
2. Meminimalkan *free span*
3. Meminimalisasi risiko *geohazard* yang banyak di sekitar Palung Tanimbar (*slope stability*, *Mass Transport Deposit* (MTD) dan risiko jangka panjang lainnya), hambatan-hambatan (*obstruction*) di dasar laut, dan anomali dasar laut lainnya.
4. Kebutuhan instalasi pada laut dalam yang sampai pada kedalaman 1.500 m dengan minimum *lay radius*
5. Keberadaan seluruh fasilitas bawah laut baik yang telah ada maupun yang akan dipasang di masa yang akan datang.
6. Kondisi tanah dasar laut (*seabed soil conditions*)
7. Seluruh ketentuan peraturan pergelaran pipa baik di lepas pantai maupun di darat.
8. Usulan masterplan dari kilang LNG
9. Keberadaan jalur pelayaran di sekitar Saumlaki.
10. Kegiatan nelayan dan kegiatan masyarakat pada umumnya
11. Keberadaan kawasan yang dilindungi oleh undang undang

C.1 Ukuran Pipa Gas Ekspor (GEP) dan *Gas Export Riser*

Gambar II-13 menunjukkan rute indikatif GEP dan Gambar II-14 menunjukkan skema GEP dari FPSO ke OLNG. *Gas Export Riser* dan GEP mempertimbangkan *outlet pressure* 181 barA, laju aliran (*flowrate*) yang dibutuhkan fasilitas OLNG, dan kondisi batimetri sepanjang jalur pipa gas. Berdasarkan pertimbangan ini, ukuran pipa 32" (minimum) dan konfigurasi *export riser* 4x12" ID.

C.2 Material Pipa Gas Ekspor (GEP)

Berdasarkan komposisi gas seperti tercantum pada Gambar II-14 GEP akan mengalirkan gas kering yang telah diproses di FPSO ke OLNG. Dengan tidak adanya kandungan air, gas tersebut diharapkan tidak bersifat korosif, sehingga memungkinkan pemilihan baja karbon sebagai bahan material GEP. Untuk mendukung pemilihan material ini, dan untuk menjaga pipa agar dapat berfungsi sampai umur pipa yang diinginkan, hal-hal berikut akan dilakukan:

- Melakukan inspeksi dan memonitor korosi; dan
- Menjaga spesifikasi gas agar selalu dalam spesifikasi desain.

Kontrol proses pada saat operasi menjadi hal yang sangat penting dalam mengatur korosi di dalam pipa. Dokumentasi yang baik dari seluruh data pengoperasian akan selalu dijaga untuk membantu analisis berkala berkaitan dengan korosi. Karena kontrol korosi sangat bergantung dengan tingkat kekeringan gas, penentuan titik embun gas akan didefinisikan secara jelas. Nilai dari titik embun gas akan diukur pada kedua ujung GEP.

C.3 Sistem Pipa Gas Ekspor (GEP)

Seperti terlihat dalam Gambar II-14 (gambar skematik GEP), sistem GEP akan memiliki peralatan berikut ini:

a) Gas ekspor flexible riser

GEP akan terhubung ke FPSO dengan *export riser*, yang akan mengirim aliran gas kering dari FPSO ke GEP. *Riser* berupa *un-bonded flexible pipe* yang memanjang dari *riser hang-off flange* di FPSO ke struktur *subsea riser base*. *Export riser* berjumlah 4 (empat) dengan ukuran masing-masing 12" ID. Ukuran dan konfigurasi riser ini akan dipilih berdasarkan analisis hidraulik supaya *backpressure* di FPSO tidak melebihi tekanan *discharge* dari FPSO.

b) Riser base

Riser base memisahkan *flexible riser* di dasar laut dan terhubung dengan *tie-in spool*. *Flexible riser* terhubung langsung ke *header riser base*. Pada *riser base* terdapat *fail-closed Subsea Riser Isolation Valve* (SRIV) untuk mengisolasi *riser* dari inventori GEP jika terjadi kerusakan pada *riser* yang menyebabkan kebocoran gas. Dalam keadaan seperti ini, sistem *emergency shut down* FPSO akan menutup SRIV sehingga mengisolasi inventori GEP dari *export riser*. Skema *shutdown philosophy* akan dikaji lebih lanjut pada tahapan *engineering* selanjutnya.

c) Gas export riser base

Gas export riser based (GERB) mengumpulkan gas dari semua *riser* dan terhubung dengan 32" GEP melalui *tie-in spool*.

d) Pipeline End Termination (PLET)

Struktur PLET merupakan bagian awal dari GEP. *Gas export riser based* (GERB) akan terhubung dengan PLET GEP oleh *tie-in spool*. PLET akan dirancang agar bisa bebas bergerak secara aksial untuk mengakomodasi gerakan pipa dari beban pemuaian ekspansi panas.

e) Pipa gas ekspor

Pipa gas ekspor (GEP) 32 inci lepas pantai dan di darat akan mengalirkan gas kering dari FPSO ke kilang OLNG yang berlokasi di Pulau Yamdena. GEP akan melewati garis pantai di lokasi yang dekat dengan kilang OLNG.

2.1.4 Onshore LNG (OLNG)

Lokasi kilang OLNG di darat (*onshore*) telah ditetapkan di Pulau Yamdena, Kecamatan Tanimbar Selatan, Kabupaten Kepulauan Tanimbar, Provinsi Maluku. Lokasi OLNG dan fasilitas pendukungnya merupakan kawasan hutan (HPK) sekitar $\pm 662,3$ ha dan sekitar $\pm 31,9$ ha merupakan lahan APL yang belum seluruhnya dimanfaatkan. Gambar II-16 menunjukkan letak lokasi kilang OLNG, dan Gambar II-17 menunjukkan *layout* indikatif kilang OLNG. Lahan yang akan dibuka untuk pembangunan kilang OLNG dan fasilitas pendukungnya tidak lebih dari 700 ha.



Gambar II-16. Letak Lokasi Kilang OLNG, Sisi Barat Teluk Saumlaki

Gas kering dari FPSO dikirim ke OLNG melalui GEP sebagai bahan baku (umpan) untuk diolah lebih lanjut menjadi produk LNG. Sedangkan aliran gas pipa (domestik) sebesar 150 MMSCFD diambil langsung dari hilir *pig receiver* dan akan disediakan titik hubungan (*tie-in point*) untuk titik serahnya.

Fasilitas OLNG didesain dengan 2 (dua) *train* yang akan mampu untuk menghasilkan rata-rata tahunan produk LNG sebesar 9,5 MTPA dan kondensat sekitar 6.392 BOPD selama 30 tahun. Kapasitas dan jangka waktu produksi ini sesuai dengan komposisi dan cadangan gas di Lapangan Abadi. Spesifikasi produk LNG dan Kondensat dari OLNG ditunjukkan pada **Tabel II-9** dan **Tabel II-10**.

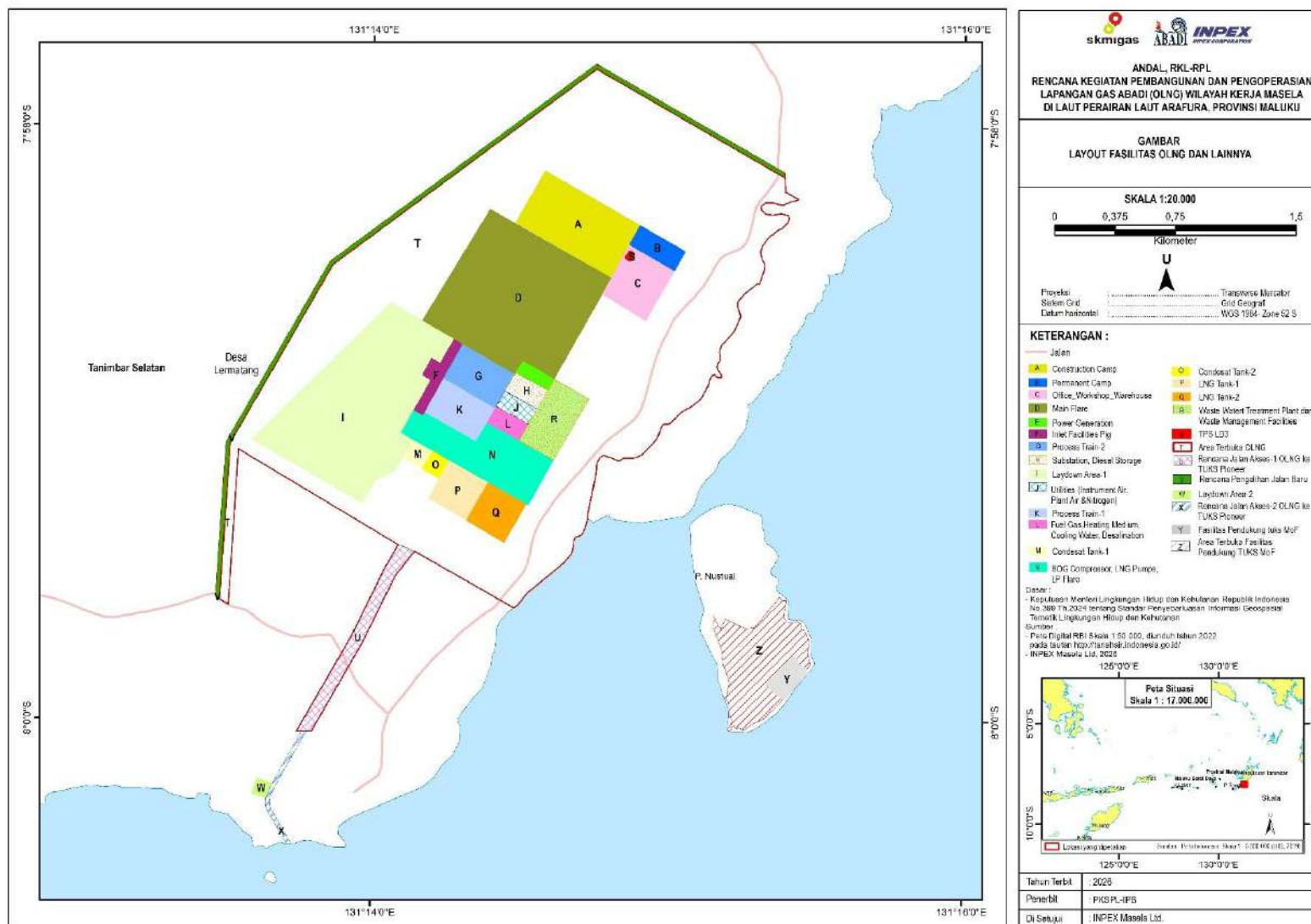
Tabel II-9. Spesifikasi Produk LNG

<i>Properties</i>	<i>Specification</i>
<i>High Heating Value (HHV)</i>	1.070-1.130 BTU/scf @ FOB
C1	85 mol% (<i>Minimum</i>)
C4	2,0 mol% (<i>Maximum</i>)
C5+	0,1 mol% (<i>Maximum</i>)

<i>Properties</i>	<i>Specification</i>
N ₂	1,0 mol% (Maximum)
H ₂ S	5,7 mg/m ³ atau 0,25 <i>grains</i> /100scf (Maximum)
Total Sulphur	29,7 mg/m ³ atau 1,3 <i>grains</i> /100scf (Maximum)

Tabel II-10. Spesifikasi Produk Kondensat dari OLNG

<i>Properties</i>	<i>Specification</i>
RVP	12 psia (Maximum), (ASTM D323-73/79)
Mercury	1 ppb(wt) (Maximum)
Sulphur	200 ppm(wt) (Maximum)
BS&W pada FOB	NIL (Maximum)



Gambar II-17. Layout kilang OLNG

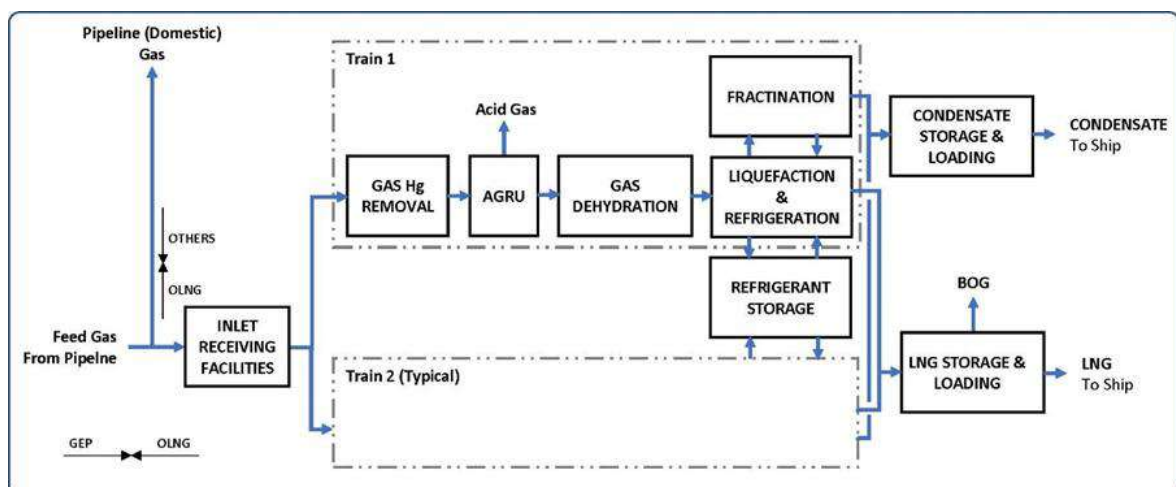
Seleksi teknologi untuk kilang pencairan gas alam di darat (kilang OLNG) ditetapkan sebagai berikut:

- Teknologi pemurnian gas di darat dengan larutan Amine (MDEA);
- Teknologi pencairan gas alam menggunakan C3-MR (propane pre-cooled mixed refrigerant); dan
- Teknologi turbin gas sebagai penggerak utama siklus pendinginan/pencairan.

Sistem utilitas untuk fasilitas OLNG dirancang sebagai sistem yang terintegrasi dan independen. Semua air, tenaga listrik, udara instrumentasi, nitrogen dan bahan bakar gas akan diproduksi di lokasi kilang. Proses pendinginan fluida pendingin (C3-MR) dan proses utama di Kilang OLNG, direncanakan akan menggunakan *finfan cooler* dengan media udara. Kemudian untuk proses pendinginan peralatan *rotating* dan *electrical* direncanakan akan menggunakan media air, sebagai bagian dari sistem utilitas.

Kilang OLNG memproduksi LNG dan kondensat hidrokarbon. Komponen LPG direncanakan akan diinjeksikan kembali pada aliran LNG atau dimanfaatkan sebagai fluida pendingin (*refrigerant*). Rencana penyediaan *tie-in point* untuk pengaliran cairan propana dan cairan butana akan dikaji lebih lanjut pada tahapan *engineering* selanjutnya.

Blok Diagram kilang OLNG ditunjukkan pada **Gambar II-18** dan unit-unit fasilitas produksi dan utilitas pada kilang OLNG ditunjukkan dalam **Tabel II-11**. Penjelasan detail dan diagram alir unit-unit produksi dari Kilang OLNG yang berdampak terhadap lingkungan dikemukakan pada Sub-Bab 2.2 Bagian C.5.



Gambar II-18. Blok Diagram Proses Kilang OLNG

Tabel II-11. Unit-unit Fasilitas Produksi dan Utilitas Kilang OLNG

No.	Deskripsi Unit
1	Fasilitas Penerimaan Umpan/ <i>Inlet Receiving Facility</i>
2	Penjerapan Merkuri/Gas Hg Removal (<i>Train 1 & Train 2</i>)
3	Pentawaran Gas Kecut/ <i>Acid Gas Removal (Train 1 & Train 2)</i>
4	Pengeringan Gas/ <i>Gas Dehydration (Train 1 & Train 2)</i>
5	Pencairan/ <i>Liquefaction (Train 1 & Train 2)</i>
6	Pendinginan/ <i>Refrigeration (Train 1 & Train 2)</i>
7	Fraksinasi/ <i>Fractionation (Train 1 & Train 2)</i>

No.	Deskripsi Unit
8	Penyimpanan & Pemuatan LNG/ <i>LNG Storage & Loading</i>
9	Penyimpanan & Pemuatan Kondensat/ <i>Condensate Storage & Loading</i>
10	Penyimpanan Refrigerant/ <i>Refrigerant Storage</i>
11	Pembangkit Tenaga Listrik/ <i>Power Generation & Distribution</i>
12	Bahan Bakar Gas/ <i>Fuel Gas</i>
13	Media Pemanas/ <i>Heating Medium</i>
14	Air Bersih/ <i>Fresh Water</i>
15	Air Minum/ <i>Portable Water</i>
16	Air Demin/ <i>Demineralized Water</i>
17	Air Pendingin/ <i>Tempered Water</i>
18	Udara Bertekanan (Udara Utilitas & Udara Instrumen)/ <i>Compressed Air (Utility Air & Instrument Air)</i>
19	Nitrogen Unit
20	Minyak Solar/ <i>Diesel Fuel Oil</i>
21	Sistem Pemadam Kebakaran/ <i>Fire Fighting & Safety System</i>
22	Sistem Suar/ <i>Flare System</i>
23	Injeksi Bahan-bahan Kimia/ <i>Chemical Injection</i>
24	Drainase/ <i>Drainage</i>
25	Pengolahan Air Limbah/ <i>Waste Water Treatment</i>
26	Pengolahan Air Sewage/ <i>Sewage Treatment</i>
27	Fasilitas TUKS/ <i>Marine Facilities</i>
28	<i>Sea Water Intake</i>
29	Infrastruktur/ <i>Infrastructure</i>

D.1 Fasilitas Penerimaan Umpan (*Inlet Receiving Facility*)

Gas umpan dari FPSO akan mengalir dari GEP menuju Fasilitas Penerimaan Umpan yang terletak di darat. Fasilitas ini terdiri dari *pig receiver*, *metering*, pemanas gas umpan, *let-down control valves* dan pemisah gas umpan untuk menghilangkan cairan yang berpotensi terbawa dari GEP.

Aliran gas pipa (untuk keperluan domestik) sebesar 150 MMSCFD diambil dari hilir *pig receiver* tanpa melalui pengolahan lebih lanjut, dan akan disediakan *tie-in point*.

D.2 Sistem Pengolahan Gas

Dari Fasilitas Penerimaan Umpan, gas umpan mengalir menuju dua *train* LNG yang identik, yaitu LNG *Train -1* dan *Train -2*. Bagian pertama dari setiap *train* LNG adalah unit-unit pengolahan gas yang terdiri dari:

- Unit Penjerapan Merkuri (MRU);
- Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU); dan
- Unit Pengeringan Gas

Gas dari *inlet* separator mengalir ke Unit Penjerapan Merkuri (MRU), dimana merkuri dijerat untuk mencapai spesifikasi $<10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ untuk mencegah merkuri memasuki Unit Pencairan yang akan menyebabkan korosi sangat cepat pada material aluminium di dalam Unit Pencairan. Penjerapan

merkuri akan dilakukan dengan menggunakan katalis metal sulfida dan akan diganti setiap 4 tahun sesuai dengan desain alat. Katalis yang sudah jenuh akan dikirim ke fasilitas pengolahan di luar negeri (yang akan ditetapkan kemudian) yang disetujui oleh KLHK.

Gas dari MRU selanjutnya mengalir ke Unit Pentawaran Gas Kecut/*Acid Gas Removal Unit* (AGRU). Kandungan gas kecut (H_2S dan CO_2) akan dihilangkan di dalam kolom *Absorber* untuk memenuhi spesifikasi umpan di Unit Pencairan yaitu CO_2 (maksimum 50 ppmv) dan H_2S (maksimum 3 mg/m³). Gas kecut akan dilepas (*venting*) ke udara sesuai dengan hasil studi dispersi gas kecut.

Gas Umpan yang telah terpisah dari gas kecut kemudian dikeringkan di Unit Pengeringan Gas yang dirancang untuk menghilangkan air dalam gas alam sehingga mencegah masuknya air yang dapat membeku pada Unit Pencairan. Pengering *molsieve* (*molecular sieve*) akan digunakan untuk mencapai spesifikasi air dalam gas kering, yaitu maksimum 0.1 ppmv.

D.3 Sistem Penghilangan Hidrokarbon Berat dan Fraksinasi

Gas kering dari Unit Pengeringan Gas akan mengalir ke *Scrub Column* di dalam Unit Pencairan untuk memisahkan komponen-komponen berat hidrokarbon (seperti aromatik, pentana, dan hidrokarbon lain yang lebih berat) dari gas umpan untuk mencegah pembekuan antara lain di *Main Cryogenic Heat Exchanger* (MCHE), di fasilitas penyimpanan LNG, dan di fasilitas transportasi LNG.

Hidrokarbon berat dari bagian bawah *Scrub Column* dialirkan ke Unit Fraksinasi untuk mencapai spesifikasi produk kondensat hidrokarbon dan untuk menghasilkan komponen-komponen fluida pendingin (*refrigerant*).

D.4 Sistem Pencairan dan Pendinginan

Gas yang telah diolah dari *Scrub Column* akan dikirim ke MCHC untuk dicairkan dan memproduksi LNG. Dua buah *liquid expander* akan tersedia di dalam Unit Pencairan Gas; yaitu LNG *Expander* dan *Mixed Refrigerant* (MR) *Expander* (akan dioptimalkan pada tahapan *engineering* selanjutnya). LNG dari MCHC diturunkan tekanannya melalui LNG *Expander* dan J-T valve lalu mengalir ke Tangki Penyimpanan LNG. Pemasangan Unit *End-Flash* juga dipertimbangkan pada tahapan *engineering* selanjutnya untuk mengoptimalkan produksi LNG.

Setiap *train* LNG akan dirancang menggunakan siklus pendinginan propana dan *Mixed Refrigerant* (MR). Untuk mencapai kapasitas nominal 9,5 MTPA (2x4,75 MTPA), kompresor-kompresor propana dan MR akan digerakkan oleh turbin gas berefisiensi tinggi dengan konfigurasi paralel (mengacu pada hasil studi Pra-FEED dan akan dioptimalkan pada tahapan *engineering* selanjutnya). Semua turbin gas yang digunakan sebagai penggerak kompresor fluida pendingin (*refrigerant*) akan dilengkapi dengan sistem pembakaran *Dry Low NOx Emission* (DLN) untuk mencapai kriteria emisi. *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU) akan dipasang pada keluaran turbin gas untuk memenuhi seluruh kebutuhan panas sistem proses.

D.5 Fasilitas Penyimpanan dan Pemuatan (*Loading*)

Produk LNG dari *Train -1* dan *Train -2* dikirim ke Fasilitas Penyimpanan dan Pemuatan LNG. Produk LNG akan disimpan pada 2 (dua) Tangki LNG dengan jenis tangki *single containment* dengan kapasitas penyimpanan total sekitar 300.000 m³ untuk perkiraan penyimpanan selama 4,5 hari dengan telah mempertimbangkan dan memitigasi risiko *met-ocean* (mengacu pada hasil studi Pra-FEED dan akan dioptimalkan pada tahapan *engineering* selanjutnya). Produk LNG akan dimuat ke kapal LNG melalui LNG *Loading Arm* yang berlokasi di LNG *Loading Berth* dengan laju pemuatan

(loading) rata-rata sekitar 12.000 m³/jam. *Boil off gas* (BOG) dari tangki-tangki LNG dan kapal LNG dinaikkan tekanannya oleh Kompresor BOG untuk kemudian akan dialirkan kembali sebagai bahan bakar gas atau dikembalikan ke aliran umpan gas jika ada kelebihan.

Produk kondensat dari Unit Fraksinasi *Train -1* dan *Train -2* dialirkan ke Fasilitas Penyimpanan dan Pemuatan Kondensat, dimana produk kondensat disimpan pada Tangki Penyimpanan Kondensat dengan kapasitas sebesar 60.000 m³, berdasarkan data Pra-FEED. Produk kondensat dimuat ke kapal kondensat melalui *Condensate Loading Arms* yang berlokasi di *Condensate Loading Berth*.

Loading Arms LNG dan Kondensat berada di TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat (*single jetty*), dan dipastikan tidak ada kegiatan pemuatan (*loading*) LNG and Kondensat pada saat yang bersamaan selama operasi. TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat didesain dengan menggabungkan *Causeway* dan *trestle* untuk mengoptimalkan biaya konstruksi. *Causeway* direncanakan akan mendukung jalur yang efisien untuk pipa LNG dan kondensat dari tangki penyimpanan ke loading platform. *Causeway* juga akan didesain untuk dapat dilalui kendaraan dan alat berat sehingga memungkinkan untuk melakukan kegiatan perawatan di loading platform. Fasilitas penyimpanan fluida pendingin/refrigerant disediakan untuk menyimpan fluida pendingin (refrigerant) etana dan propana.

D.6 Sistem Utilitas

Fasilitas utilitas yang akan terdapat di Kilang OLNG terdiri dari:

- a) Pembangkit tenaga listrik;
- b) Bahan bakar gas;
- c) Media pemanas;
- d) Air bersih
- e) Air minum
- f) Air demin;
- g) Air pendingin
- h) Udara bertekanan (udara utilitas dan udara instrumen)
- i) Nitrogen;
- j) Minyak solar;
- k) Sistem pemadam kebakaran;
- l) Sistem suar;
- m) Injeksi bahan-bahan kimia
- n) Drainase
- o) Pengolahan air limbah; dan
- p) Pengolahan air *sewage*

Utilitas akan diproduksi sendiri di dalam kilang untuk mendukung operasi Kilang LNG, kecuali minyak solar yang akan didatangkan dari luar.

D.7 Infrastruktur

Infrastruktur diperlukan untuk mendukung kebutuhan tenaga kerja operasi dan pemeliharaan Kilang OLNG. Infrastruktur terdiri dari:

- a) Bangunan Kontrol Pusat/*Central Control Building* (CCR);
- b) Laboratorium;
- c) Stasiun pemadam kebakaran;
- d) Bengkel (*workshop*) pemeliharaan;
- e) Gudang;
- f) Bangunan administrasi (termasuk kantor, klinik dan *Emergency Response Room*);
- g) Bangunan akomodasi dan pendukung;
- h) Ruangan komunikasi radio;
- i) TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat
- j) TUKS-Bongkar Muat, yang terdiri dari:
 - *Material Offloading Facility* (MOF)
 - *General Purpose Wharf*
 - *Heavy Duty Ramps*

D.8 Fasilitas Penyimpanan Logistik

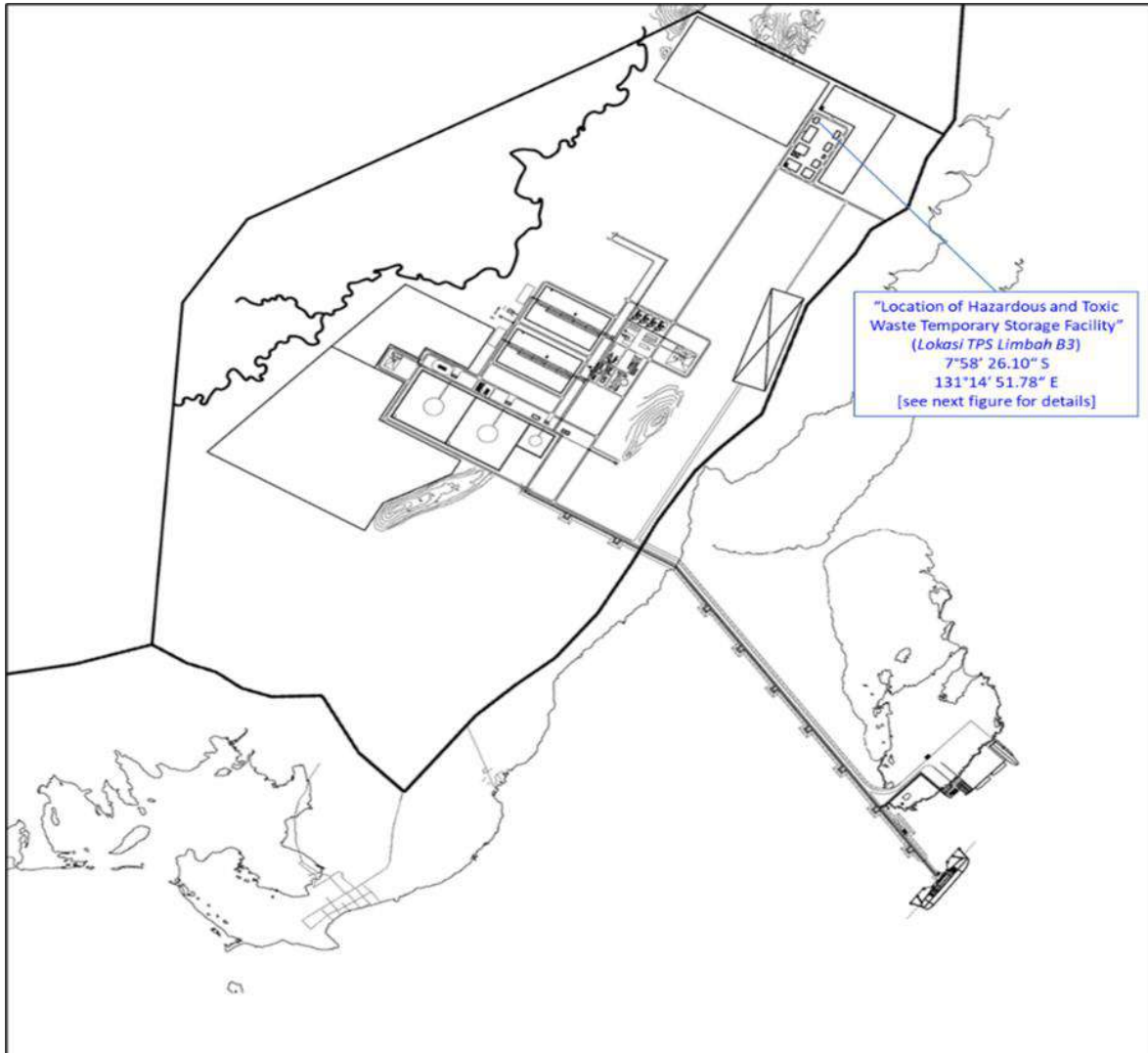
Fasilitas Penyimpanan Logistik atau *Logistics Supply Base* (LSB) terintegrasi telah dipelajari pada tahap Pra-FEED untuk keperluan mendukung logistik pada saat operasi pengeboran sumur pengembangan, aktivitas instalasi bawah laut dan instalasi dan operasional dari FPSO. LSB akan memiliki fasilitas dengan kemampuan untuk mendukung kegiatan-kegiatan tersebut. LSB akan menjadi bagian terintegrasi dari Kilang OLNG di darat. LSB akan memiliki beberapa fungsi sebagai berikut:

- a) *Laydown area* dan pergudangan tertutup, termasuk penyimpanan bahan kimia untuk kebutuhan operasional;
- b) Workshop termasuk sarana untuk pemeriksaan dan perbaikan peralatan;
- c) Penyimpanan *bulk material* termasuk penyimpanan bahan bakar dan air bersih;
- d) Penyimpanan bahan peledak untuk penyelesaian sumur gas;
- e) Penyimpanan sementara limbah bahan berbahaya dan beracun (limbah B3); dan
- f) Bangunan kantor administrasi.

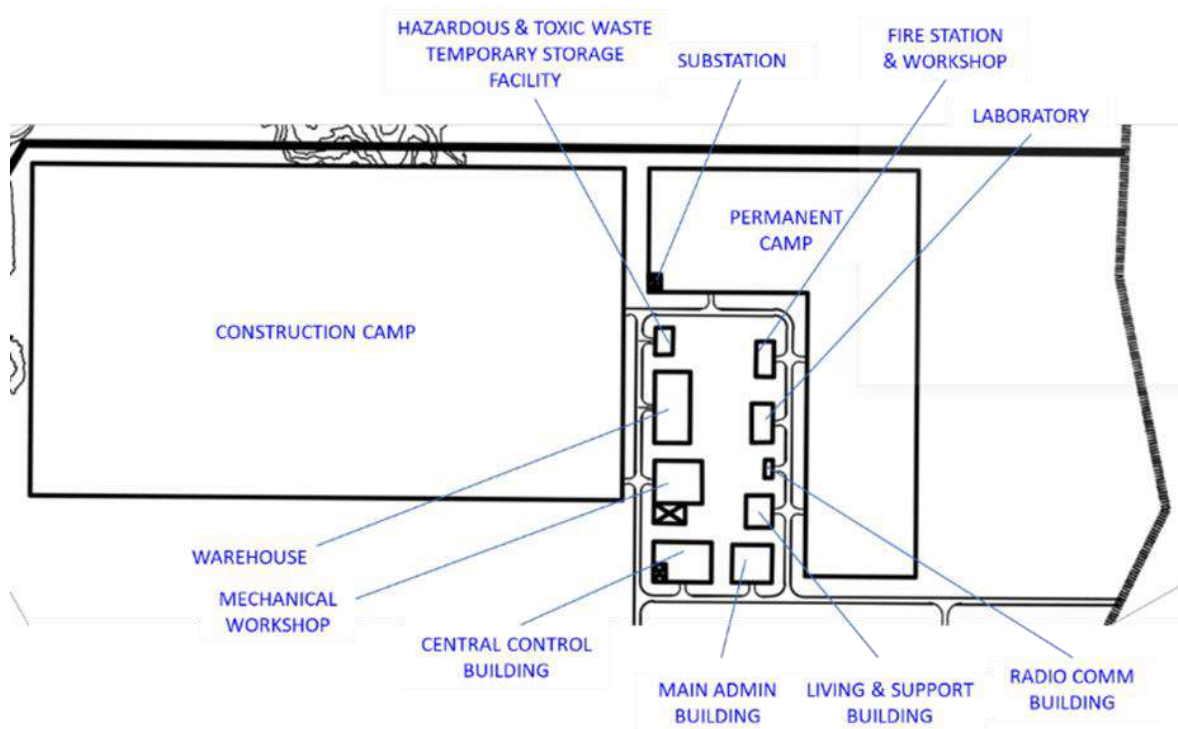
Bangunan Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3 (TPS Limbah B3) berlokasi di dalam area LSB dengan *layout* dan koordinat seperti yang tercantum pada Gambar II-19 dan Gambar II-20.

Desain bangunan TPS Limbah B3 serta pengelolaannya akan sepenuhnya memenuhi ketentuan Lampiran VI Permen LHK No. 6 tahun 2021 tentang Tata Cara Dan Persyaratan Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya Dan Beracun. Di antara ketentuan tersebut adalah mengenai ventilasi bangunan

seperti pada Gambar 1 Lampiran VI Permen LHK No 6 tahun 2021, tata ruang penyimpanan limbah B3 (Gambar 2, Lampiran VI), serta pemisahan limbah B3 berdasarkan jenis dan karakteristiknya.



Gambar II-19. Koordinat Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3 di Area Kilang OLNG



Gambar II-20. Lokasi Tempat Penyimpanan Sementara Limbah B3

D. 9 Pembangkit Listrik di OLNG

Kilang OLNG akan mempunyai sistem pembangkit tenaga listrik untuk kebutuhan sendiri yang mampu memenuhi semua kebutuhan listrik selama tahap operasi. Sistem pembangkit listrik pada Kilang OLNG terdiri dari Pembangkit Listrik Utama (*Main Power Generator*) dan Pembangkit Listrik Darurat Bertenaga Diesel (*Emergency Diesel Generator*).

Pada Pembangkit Listrik Utama, tenaga listrik dihasilkan oleh turbin gas yang menggerakkan sistem generator (*Gas Turbine Generator/GTG*) dengan gas bertekanan tinggi yang berasal dari Unit Bahan Bakar Gas (Fuel Gas) berada di area utilitas. Setiap unit turbin generator mempunyai rating 11 kV, 3 phase, 50 hertz dengan tegangan listrik yang diubah (*step up*) menggunakan Transformer Daya menjadi 33 kV, ditransmisikan ke *Main Utility Substation* untuk kemudian didistribusikan ke area fasilitas *process Train* 1 dan 2, utilitas dan infrastruktur lainnya yang terdapat di Kilang OLNG. Lokasi GTG akan berada di dalam area Utilitas.

Jumlah generator pembangkit listrik utama didasarkan pada filosofi N+1 dimana N jumlah unit GTG yang dibutuhkan dan satu (1) unit untuk cadangan. Berdasarkan hasil studi Pra-FEED, sistem pembangkit tenaga listrik utama direncanakan akan terdiri dari 4 (empat) unit GTG masing-masing berkapasitas 35 MW. Selama operasi normal akan dioperasikan 3 (tiga) GTG dengan 1 (satu) GTG sebagai cadangan.

Pembangkit listrik darurat bertenaga diesel (*Emergency Diesel Generator*) diperlukan untuk menyediakan tenaga listrik cadangan saat keadaan darurat bilamana tenaga listrik dari pembangkit listrik utama tidak tersedia. Tenaga listrik dihasilkan oleh pembangkit yang digerakkan oleh mesin diesel darurat (EDG) yang didistribusikan dari *utility substation* darurat. Setiap unit EDG mempunyai rating 6.6 kV, 3 phase, 50 hertz. Lokasi EDG akan berada di dalam area Utilitas.

Jumlah generator pembangkit listrik darurat bertenaga diesel didasarkan pada filosofi N+1 dimana N jumlah unit EDG yang dibutuhkan dan satu (1) unit untuk cadangan. Berdasarkan hasil studi Pra-FEED, sistem pembangkit listrik darurat bertenaga diesel direncanakan akan terdiri dari 3 unit EDG masing-masing berkapasitas 2.5 MW. Selama Kilang OLNG dalam moda operasi normal, tidak akan ada EDG yang beroperasi kecuali unit EDG yang menjalani tes rutin berkala sesaat.

Untuk mendukung kegiatan konstruksi Kilang OLNG, pembangkit listrik bertenaga diesel sementara (*Temporary Diesel Generator*) akan dipasang untuk memasok energi listrik yang dibutuhkan peralatan konstruksi, kantor konstruksi, kamp akomodasi dan fasilitas pendukung konstruksi lainnya. Kebutuhan daya listrik untuk konstruksi Kilang OLNG diperkirakan sebesar 10 MW.

2.2 Deskripsi Rencana Kegiatan yang Berpotensi Menimbulkan Dampak Lingkungan

Kegiatan-kegiatan pada Tahap Pra-Konstruksi, Konstruksi, Operasi dan Pasca Operasi yang berpotensi menimbulkan dampak terhadap komponen maupun parameter lingkungan ditunjukkan pada **Tabel II-12**. Evaluasi terhadap dampak potensial untuk menentukan apakah menjadi Dampak Penting Hipotetik (DPH) atau Dampak Tidak Penting Hipotetik tercantum pada Tabel V-1 dan hasilnya dirangkum pada matriks Tabel V-2 dan Tabel V-3 (Bab V).

Deskripsi rencana kegiatan yang berpotensi menimbulkan dampak lingkungan dikemukakan secara rinci pada sub-bab berikut ini (susunan sub-bab mengikuti urutan dan penomoran sesuai yang tercantum pada **Tabel II-12**):

Tabel II-12. Kegiatan-Kegiatan yang Berpotensi Menimbulkan Dampak Lingkungan Hidup Pada Tahap Pra-Konstruksi, Konstruksi, Operasi dan Pasca-Operasi

Komponen Lingkungan dan Parameter Dampak		A. PRA-KONSTRUKSI		B. KONSTRUKSI																																
		Sosialisasi Rencana Usaha dan/atau Kegiatan	Penyediaan Lahan	Penerimaan Tenaga Kerja Konstruksi	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja		Pembersihan dan Penyiapan Lahan	SURF				FPSO		GEP			Pembangunan Fasilitas OLNG dan TUKS serta Pendukungnya						Konsumsi Bahan Bakar	Pengolahan Limbah												
					Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat	Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter		Pemboran Sumur	Pengembangan/SURE	Instalasi Fasilitas Bawah Laut	Penyelesaian Sumur (Suar/Flaring)	Instalasi Fasilitas SURF ke FPSO	Transportasi dan Pemasangan FPSO	Pembersihan Sumur (Pigging)	Commissioning dan Start Up	Pemasangan Pipa GEP Lepas Pantai	Pemasangan Pipa GEP di Perairan Pantai (HDD/Trenching)	Pendaratan Pipa (GEP) ke OLNG Berdekatan dengan Causeway	Pigging, Cleaning, dan Gauging	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Braine Water	Konstruksi Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya	Pengalihan dan Pembangunan Jalan		Commissioning dan Start-up	Pengerukan dan Pembuangan Hasil Pengerukan	Pembangunan Jalan Lintasan (Causeway) ke TUKS	Pembangunan TUKS - Bongkar Muat (MOF), TUKS - Pionir, TUKS - Pemuatan LNG dan Kondensat	Pembuangan serbuk dan Lumpur Bor	Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)	Pengelolaan Air Ballast		Hydrotest dan Pembuangan Air Hydrotest	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (bahan habis terpakai, oli, bahan bakar, baterai, majun)	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai	Pelepasan Tenaga Kerja Konstruksi
Komponen Lingkungan	Parameter Terdampak	1	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		

Komponen Lingkungan dan Parameter Dampak		C. TAHAP OPERASI																															D. TAHAP PASCA OPERASI									
		Penerimaan Tenaga Kerja Operasi	Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja	Pengoperasian SURF	Pengoperasian FPSO										Pengoperasian OLNG							Pengoperasian TUKS		Pemeliharaan Fasilitas		Pengolahan Limbah						Penutupan dan Pembongkaran Seluruh Fasilitas	Pelepasan Tenaga Kerja Operasional									
					Keberadaan dan Pengoperasian FPSO	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water	Sistem Pendinginan dan Pembuangan Air Pendingin	Start-up Sistem MEG (Monoethylene Glycol)	Sistem Dehidrasi TEG (Triethylene Glycol)	Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG	Pembersihan Merkuri pada Kondensat	Gas Suar (Flaring)	Pemuatan dan Transportasi Kondensat	Keberadaan dan pengoperasian Kilang OLNG	Unit Penjerapan Merkuri (MRU)	Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU)	Dehidrasi Gas	Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG	Flaring (HP Wet, HP Dry and LP Dry Flaring)	Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan Brine Water	Demineralisasi dan Sistem Air Minum	Sistem Pendinginan Menggunakan Udara	Keberadaan dan Pengoperasian TUKS dan Jalan Lintas (Causeway) ke TUKS	Pemuatan dan Transportasi LNG	Pemuatan dan Transportasi Kondensat	Pemeliharaan FPSO	Pemeliharaan GEP	Pemeliharaan Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya	Pemeliharaan Fasilitas Kelautan	Konsumsi Bahan Bakar	Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah			Pengolahan dan Pembuangan Limbah Cair Bukan B3 (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi) dari Kegiatan di Lepas Pantai	Pengolahan dan Pembuangan Air Terproduksi	Pengelolaan Air Ballast	Peralatan Darurat Bertenaga Diesel (Bahan Habis Terpaka: Oli, Bahan Bakar, Baterai, Majun)	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga	Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai			
Komponen Lingkungan	Parameter Terdampak	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	1	2

2.2.1 Tahap Pra-Konstruksi

2.2.1.1 Sosialisasi Rencana Usaha dan/atau Kegiatan

Sejak tahun 2009, INPEX telah melakukan sosialisasi dan konsultasi publik untuk rencana usaha dan/atau kegiatan Pengembangan Lapangan Gas Abadi bagi opsi FLNG (*Floating Liquefied Natural Gas*) dalam bentuk penyebaran informasi, dan pertemuan-pertemuan formal dan tidak formal dengan berbagai pemangku kepentingan antara lain pemerintah provinsi, pemerintah kabupaten, konsultasi publik terhadap masyarakat terdampak oleh rencana kegiatan FLNG, dan pemangku kepentingan lainnya.

Kegiatan sosialisasi rencana Pengembangan Lapangan Gas Abadi terus berlanjut terutama dengan pemerintah pusat dalam kurun waktu 2016-2017, difokuskan pada diskusi mengenai kondisi dan persyaratan untuk dapat dimulainya Pengembangan Lapangan Gas Abadi dengan opsi Kilang OLNG (di darat) melalui revisi POD-1. Beberapa isu utama telah dicakup dalam pertemuan sebelumnya dengan pemerintah, antara lain penyusunan Amdal untuk kegiatan Kilang FLNG kapasitas 2,5 MTPA (yang telah dibatalkan) serta proses penyusunan IFC Based Amdal untuk Kilang OLNG kapasitas 9,5 MTPA dengan melibatkan universitas setempat dan berbagai pemangku kepentingan.

Sosialisasi Rencana Usaha dan/atau Kegiatan berpotensi menimbulkan dampak yang berdasarkan pelingkupan diidentifikasi kekhawatiran masyarakat dan keluhan dan harapan masyarakat sebagai dampak potensial. Hasil evaluasi terhadap dampak potensial, kedua dampak ini tidak ditetapkan menjadi DPH, oleh karena sejauh ini penerimaan masyarakat dan pemangku kepentingan lainnya menerima keberadaan dan rencana proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi.

2.2.1.2 Penyediaan Lahan

Penyediaan lahan akan dilakukan untuk pembangunan Kilang OLNG berikut Fasilitas Pendukungnya di Desa Lermatang, Kecamatan Tanimbar Selatan, Kabupaten Kepulauan Tanimbar, Provinsi Maluku. Luas area yang dicadangkan tidak lebih dari 700 Ha. Dengan pengoptimalan berdasarkan hasil kajian studi rancang/desain, lahan yang akan digunakan untuk pembangunan Kilang OLNG dan fasilitas pendukungnya terdiri atas $\pm 662,3$ ha area dalam kawasan HPK di Pulau Yamdena, $\pm 28,9$ ha APL di Pulau Nustual untuk pembangunan TUKS yang penggunaannya bersifat jangka panjang, dan ± 3 ha lahan APL di dekat Desa Lermatang untuk pembangunan TUKS-Pionir yang penggunaannya bersifat jangka pendek atau sementara, dimana pada kedua lokasi APL tersebut tidak terdapat permukiman penduduk. Luas masing-masing area atau kawasan dengan peruntukan sebagaimana tersebut di atas merupakan estimasi dan masih dapat berubah berdasarkan hasil kajian studi rancang/desain serta perkembangan pelaksanaan penyediaan lahan, tanpa melebihi luas 700 ha. Secara rinci luasan rencana kebutuhan lahan untuk pengembangan lapangan gas abadi disajikan pada **Tabel II-13**.

Tabel II-13. Luas kebutuhan lahan pengembangan lapangan gas abadi

KODE	FASILITAS	Luas (Ha)	
		UTM WGS 1984	Web Mercator (Auxiliary Sphere)
A	<i>Construction Camp</i>	25,59	26,26
B	<i>Permanent Camp</i>	4,59	4,71
C	<i>Office Workshop Warehouse</i>	11,38	11,68
D	<i>Main Flare</i>	69,65	71,48
E	<i>Power Generation</i>	1,90	1,95
F	<i>Inlet Facilities Pig</i>	4,08	4,18
G	<i>Process Train-2</i>	9,05	9,29

KODE	FASILITAS	Luas (Ha)	
		UTM WGS 1984	Web Mercator (Auxiliary Sphere)
H	<i>Substation Diesel Storage</i>	3,06	3,14
I	<i>Laydown Area-1</i>	74,43	76,38
J	<i>Utilities (Instrument Air Plant Air & Nitrogen)</i>	2,51	2,57
K	<i>Process Train-1</i>	8,85	9,08
L	<i>Fuel Gas, Heating Medium, Cooling Water and Desalination</i>	2,70	2,77
M	<i>Condesat Tank-1</i>	1,81	1,86
N	<i>BOG Compressor, LNG Pumps and LP Flare</i>	23,10	23,70
O	<i>Condesat Tank-2</i>	1,56	1,61
P	<i>LNG Tank-1</i>	7,42	7,61
Q	<i>LNG Tank-2</i>	7,59	7,78
R	<i>Waste Water Treatment Plant and Waste Management Facilities</i>	10,86	11,15
S	<i>TPS LB3</i>	0,07	0,07
T	<i>Area Terbuka OLNG</i>	367,22	376,39
U	<i>Rencana Jalan Akses-1 OLNG ke TUKS Pioneer</i>	10,70	10,98
V	<i>Rencana Pengalihan Jalan Baru</i>	14,12	14,50
W	<i>Laydown Area-2</i>	1,00	1,03
X	<i>Rencana Jalan Akses-2 OLNG ke TUKS Pioneer</i>	1,98	2,03
Y	<i>Fasilitas Pendukung TUKS MoF</i>	3,62	3,71
Z	<i>Area Terbuka Fasilitas Pendukung TUKS MoF</i>	25,36	26,03
	Total OLNG di Wilayah Darat	694,18	711,95

Sumber: Inpex Masela, Ltd., 2026

Desa Lermatang merupakan desa terdekat dengan jarak sekitar 2 km dari rencana lokasi tapak Kilang OLNG. Berdasarkan rencana penyediaan lahan, rencana pembangunan dan pengoperasian Kilang OLNG, serta rencana proyek secara menyeluruh, tidak direncanakan untuk melakukan relokasi atau pemindahan pusat permukiman Desa Lermatang dikarenakan tidak adanya permukiman warga yang berada di dalam tapak proyek.

Proses penyediaan lahan akan mengikuti peraturan perundangan-undangan yang berlaku. Penggunaan tanah di wilayah kehutanan yang dikelola oleh Kementerian Kehutanan akan menggunakan mekanisme pelepasan kawasan hutan, sedangkan penyediaan lahan di kawasan non-kehutanan atau Area Penggunaan Lain (APL) yang dikelola oleh Pemerintah Daerah dan Kementerian Agraria dan Tata Ruang/Badan Pertanahan Nasional akan menggunakan mekanisme pengadaan tanah bagi pembangunan untuk kepentingan umum untuk penggunaan yang bersifat jangka panjang dan mekanisme sewa untuk penggunaan yang bersifat jangka pendek atau sementara.

a. Penggunaan Tanah di Kawasan Hutan

Hasil analisis tumpang susun dengan Peta Kawasan Hutan berdasarkan Keputusan Menteri Lingkungan Hidup dan Kehutanan Nomor SK.454/MENLHK/Setjen/PLA.2/6/2016, teridentifikasi bahwa lokasi rencana kegiatan lapangan gas abadi oleh INPEX Masela Ltd. yaitu OLNG (terdiri dari fasilitas operasi dan pendukungnya serta TUKS) berada di dalam Kawasan Hutan Produksi yang dapat dikonversi (HPK) seluas ±662,3 Ha.

Saat ini INPEX Masela Ltd. sudah mendapatkan Persetujuan Pelepasan Kawasan Hutan (PPKH) dari Kementerian Kehutanan sesuai dengan Surat Keputusan Menteri Kehutanan No. 5 Tahun 2026 untuk rencana lokasi OLNG tersebut.

b. Pengadaan Tanah di Kawasan Non-Hutan

Pengadaan tanah di kawasan non-hutan dilaksanakan dengan merujuk pada Undang-undang Nomor 2 Tahun 2012 tentang Pengadaan Tanah bagi Pembangunan untuk Kepentingan Umum yang berlaku pada tanah dengan status Area Penggunaan Lain (APL) atau non-kehutanan. Pengadaan tanah bagi pembangunan untuk kepentingan umum akan diselenggarakan oleh Pemerintah, dan Pemerintah akan menjamin ketersediaan tanah untuk pembangunan kepentingan umum sesuai Pasal 4 Undang-undang Nomor 2 Tahun 2012.

Merujuk pada Undang-undang Nomor 2 Tahun 2012 dan peraturan pelaksanaannya, proses pengadaan tanah terdiri dari empat tahapan: Perencanaan, Persiapan, Pelaksanaan dan Penyerahan Hasil sebagaimana dijelaskan lebih lanjut berikut ini:

Perencanaan

Pemohon pengadaan tanah diharuskan menyiapkan dokumen perencanaan yang menyatakan: maksud dan tujuan rencana pembangunan, status kepatuhan dengan perencanaan tata ruang, tata letak dan lokasi, area yang diperlukan, deskripsi umum status tanah, perkiraan waktu untuk memperoleh tanah dan rencana pembangunan, estimasi nilai tanah, dan sumber pendanaan.

Proposal harus disiapkan sesuai dengan hukum dan peraturan yang berlaku, dan menyerahkannya dokumen perencanaan kepada Pemerintah Provinsi.

Persiapan

Setelah menyampaikan dokumen perencanaan, pemohon pengadaan tanah dan Pemerintah Provinsi harus melaksanakan tahap persiapan dengan kewajiban sebagai berikut: pemberitahuan rencana pembangunan, pendataan awal, konsultasi publik, melaksanakan kajian keberatan jika ada keberatan dari pemilik tanah pada saat kegiatan konsultasi publik, mengeluarkan penetapan lokasi dan melakukan pengumuman penetapan lokasi.

Pelaksanaan

Badan Pertanahan Nasional (BPN) akan bertanggung jawab untuk menyiapkan inventaris dan identifikasi kepemilikan tanah; melakukan verifikasi dan perbaikan jika ada keberatan dari pemilik tanah yang berhak; menyelesaikan proses penilaian tanah; memfasilitasi musyawarah penetapan bentuk kompensasi, pembayaran kompensasi; dan membantu pelepasan obyek pengadaan tanah.

Penyerahan Hasil

BPN mulai memindahkan hak atas objek pengadaan tanah kepada pemohon setelah pemilik tanah yang berhak dibayarkan dengan baik penggantian haknya, dan menyerahkan laporan kegiatan pengadaan tanah kepada pemohon.

c. Sewa Tanah di Kawasan Non-Hutan

Merujuk pada Instruksi Presiden No. 2 Tahun 2012 tentang Peningkatan Produksi Minyak Bumi Nasional, Kepala BPN (sekarang Menteri ATR/Kepala BPN) dan Bupati/Walikota diminta untuk

memberikan dukungan dan melakukan kebijakan dalam rangka peningkatan produksi minyak bumi nasional, termasuk pilihan “penggunaan tanah dengan mekanisme sewa”. Penggunaan tanah dengan mekanisme sewa dapat dilaksanakan pada kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi yang bersifat sementara dan tidak termasuk dalam kegiatan utama (sumur, fasilitas produksi, jalur pipa, daerah penyangga, dan lainnya) serta tidak bertentangan dengan peraturan dan perundang-undangan yang berlaku.

Dalam pelaksanaan sewa tanah, SKK Migas-INPEX akan melibatkan Pemerintah Kabupaten Kepulauan Tanimbar dan Kantor Pertanahan Kabupaten Kepulauan Tanimbar dalam kegiatan sosialisasi, identifikasi subyek dan obyek tanah, sampai dengan musyawarah nilai sewa tanah. Setelah subyek dan obyek ditentukan, SKK Migas-INPEX akan melibatkan Penilai Publik yang memiliki kemampuan dibidangnya untuk menentukan nilai sewa yang wajar. Setelah nilai sewa disepakati bersama, ikatan sewa-menyewa tanah akan dilaksanakan oleh para pihak di hadapan Notaris.

Mekanisme sewa tanah sebagaimana tersebut di atas tidak dapat diterapkan untuk tanah yang berstatus Barang Milik Negara atau Barang Milik Daerah.

Selain mengikuti ketentuan hukum negara yang berlaku, kegiatan penyediaan lahan juga akan menghormati tata hukum adat yang berlaku dengan mempertimbangkan hukum adat sebagai salah satu lembaga yang masih memainkan peran besar dan sangat aktif dalam kehidupan sebagian besar masyarakat, khususnya di wilayah Timur Indonesia. Sebelum kegiatan penyediaan lahan dimulai, SKK Migas-INPEX akan melakukan kegiatan studi untuk mengidentifikasi kepemilikan dan/atau pengelolaan tanah dan hak-hak masyarakat hukum adat. Kegiatan studi akan melibatkan para pemangku dan pengampu kepentingan dengan harapan dapat menunjang kegiatan pemohon dalam mengetahui tatanan hukum adat, turut melestarikan budaya setempat, mendapatkan dukungan dari masyarakat, serta menghindari hal-hal yang tidak diharapkan.

Jika diperlukan, pemohon juga akan melakukan beberapa pertemuan dengan pemangku dan pengampu kepentingan sebelum kegiatan penyediaan lahan dimulai secara resmi dengan tujuan mensosialisasikan rencana penyediaan lahan, mendapatkan persepsi awal atas rencana kegiatan yang akan dilakukan, sekaligus mendapatkan dukungan dari para pemangku dan pengampu kepentingan.

Dari seluruh rangkaian proses penyediaan lahan, berdasarkan hasil pelingkupan (Tabel V-1 s/d Tabel V-3 di Bab V) dampak potensial yang diidentifikasi adalah akan timbulnya perubahan pola mata pencaharian masyarakat, perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, pengaruh terhadap masyarakat adat, kekhawatiran masyarakat dan harapan dan keluhan masyarakat. Berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, dari kelima dampak potensial ini hanya perubahan pola mata pencaharian masyarakat yang tidak ditetapkan sebagai DPH. Keempat DPH oleh penyediaan lahan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.2 Tahap Konstruksi

Kegiatan umum mencakup seluruh kegiatan pada tahap konstruksi yang akan berlangsung secara bersamaan (paralel) pada kegiatan konstruksi SURF, FPSO, GEP dan OLNG. Kegiatan konstruksi akan dilakukan oleh kontraktor yang memenuhi kualifikasi yang ditentukan. Pembangunan fasilitas produksi direncanakan salah satunya dengan melaksanakan kontrak rekayasa detail, pembelian barang, konstruksi dan instalasi (*Engineering, Procurement, Construction and Installation, EPCI*)

yang akan dilakukan oleh kontraktor. Kontraktor pemenang tender akan bertanggung jawab penuh untuk melaksanakan pekerjaan rekayasa, pembelian barang, konstruksi dan pemasangan semua fasilitas produksi sesuai spesifikasi teknis, dan mengacu kepada studi Amdal yang disetujui untuk aspek lingkungan hidup.

Jadwal rencana kegiatan konstruksi Kilang OLNG beserta fasilitas pendukungnya ditunjukkan pada Tabel II-14. Secara menyeluruh kegiatan konstruksi akan berlangsung sekitar 55 bulan; diantaranya termasuk konstruksi Kilang OLNG memerlukan waktu sekitar 36 bulan, konstruksi jalan lintas (*Causeway*) ke TUKS sekitar 12 bulan, konstruksi TUKS (MOF, TUKS Pionir/EOF, TUKS LNG dan Kondensat) sekitar 30 bulan, serta *Commissioning dan Start Up* untuk *Train -1* dan *Train -2* masing-masing akan berlangsung selama 6 bulan.

Tabel II-14. Jadwal Rencana Kegiatan Pada Tahap Konstruksi

Rencana Kegiatan Tahap Konstruksi	Tahun Ke:																							
	1				2				3				4				5				6			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
A. Kegiatan Umum:	Start EPC / Konstruksi																							
1. Penerimaan dan mobilisasi tenaga kerja																								
2. Hydrotest dan pembuangan air hydrotest (GEP)																								
3. Mobilisasi tenaga kerja, peralatan dan bahan melalui laut																								
4. Pelepasan tenaga kerja konstruksi																								
B. SURF																								
1. Pengeboran sumur-sumur gas (RFSU dan Infill)																								
2. Penyelesaian sumur																								
3. Instalasi fasilitas SURF ke FPSO																								
C. FPSO																								
1. Transportasi dan pemasangan FPSO (mooring)																								
2. Pembersihan sumur (pigging)																								
3. Start-up dan commissioning																								
D. GEP																								
1. Pemasangan pipa gas bawah laut (GEP) di lepas pantai																								
2. Pemasangan GEP di perairan pantai (HDD dan/atau trenching)																								
3. Pigging, Cleaning, dan Gauging																								
E. OILNG dan TUKS																								
OILNG																								
1. Pasokan air (desalinasi air laut)																								
2. Mobilisasi peralatan dan bahan melalui darat																								
3. Pembersihan dan penyiapan lahan																								
4. Konstruksi Kilang OILNG dan fasilitas pendukungnya																								
5. Pengalihan dan pembangunan jalan																								
6. Start-up dan commissioning																								
TUKS																								
7. Pengerukan dan pembuangan hasil keruk																								
8. Pembangunan jalan lintas (causeway) ke TUKS																								
9. Pembangunan TUKS (MOF, dermaga pioni/EOF, dermaga LNG dan kondensat)																								

2.2.2.1.1 Penerimaan Tenaga Kerja Konstruksi

Penerimaan tenaga kerja pada tahap konstruksi akan dilaksanakan secara bertahap sesuai tahapan kegiatan. Tenaga kerja akan bekerja pada kontraktor pelaksana kegiatan-kegiatan konstruksi (EPCI). Proses penerimaan tenaga kerja akan mematuhi Undang-undang Ketenagakerjaan yang berlaku, yaitu Undang-undang 13 tahun 2003 tentang Ketenagakerjaan dan Undang-undang No. 6 tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-undang. Selain itu, menerapkan juga praktik nasional dan internasional lainnya (yaitu melarang tenaga kerja anak, kerja paksa, dan tidak ada diskriminasi)

Penerimaan tenaga kerja akan dilakukan sesuai jumlah dan kualifikasi yang dibutuhkan bagi setiap jenis pekerjaan yang akan dilaksanakan. Diperkirakan pada puncak konstruksi di lokasi proyek akan dibutuhkan tenaga kerja untuk kegiatan yang meliputi pengeboran sumur gas bawah laut, instalasi SURF, GEP, FPSO serta konstruksi OLNG. Adapun untuk jumlah tenaga kerja yang diperlukan pada seluruh kegiatan pada tahap konstruksi adalah total sejumlah 12.611 tenaga kerja, diantaranya sejumlah 10.000 tenaga kerja untuk pekerjaan konstruksi OLNG, untuk FPSO sejumlah 662, SURF sejumlah 929, GEP (*onshore* dan *offshore*) sejumlah 750 dan pengeboran sumur gas sejumlah 270 tenaga kerja. Rincian kebutuhan tenaga kerja berdasarkan tahapan kegiatan dan keterampilan disajikan pada Tabel II-15.

Tabel II-15. Jumlah Kebutuhan Tenaga Kerja Berdasarkan Tahapan Kegiatan dan Keterampilan

OLNG termasuk <i>early civil work</i>	10.000
FPSO	662
SURF	929
GEP (<i>Onshore & Offshore</i>)	750
<i>Drilling</i>	270
Total	12.611

Pembagian Tenaga Kerja yang akan direkrut berdasarkan keterampilan dikelompokkan sebagai berikut:

1. *Unskilled*

Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki kemampuan baca tulis dengan latar belakang pendidikan lulusan Sekolah Menengah Pertama (SMP) dengan pengalaman kerja di bawah 3 (tiga) tahun.

2. *Low Skilled*

Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki latar belakang pendidikan lulusan dari SMP atau setara dengan Sekolah Menengah Atas (SMA) dengan memiliki pengalaman kerja minimal 3 (tiga) tahun.

3. *Semi-Skilled*

- Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki latar belakang pendidikan lulusan setara dengan SMA dengan memiliki pengalaman kerja minimal 5 (lima) tahun.
- Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki latar belakang pendidikan lulusan kuliah (D3/Poltek/S1) dengan pengalaman kerja minimal 3 (tiga) tahun.

4. *Skilled*

Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki latar belakang pendidikan lulusan kuliah (D3/Poltek/S1) dengan pengalaman kerja minimal 5 (lima) tahun dan memiliki sertifikasi profesi.

5. *Supervisory*

Pekerjaan yang mempersyaratkan tenaga kerjanya memiliki latar belakang pendidikan lulusan kuliah (D3/Poltek/S1) dengan pengalaman kerja minimal 5 (lima) tahun dalam melakukan tugas supervisi sebuah kelompok dan memiliki sertifikasi.

Mengacu pada Undang – Undang Ketenagakerjaan Republik Indonesia dan Hasil Konvensi ILO Nomor 138 dan 182 mengenai batasan usia minimum mempekerjakan anak-anak serta mempertimbangkan faktor risiko yang dihadapi tenaga kerja, INPEX akan mempersyaratkan usia minimum untuk tenaga kerja adalah 18 tahun. Sedangkan untuk batasan usia maksimum, mengacu pada ketentuan yang berlaku dari Pemerintah Republik Indonesia. Penerapan batasan usia minimum dan maksimum ini juga diberlakukan kepada seluruh Kontraktor INPEX.

Dalam rangka meningkatkan keterlibatan penduduk setempat, Kabupaten Kepulauan Tanimbar (KKT), Kabupaten Maluku Barat Daya dan juga Provinsi Maluku dalam Proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi, INPEX akan bersifat terbuka kepada seluruh pihak pemangku kepentingan (*stakeholder*) mengenai apa yang dimaksud dengan istilah tenaga kerja setempat. Dalam hal ini, mengacu pada istilah yang digunakan dalam seluruh dokumen Amdal dan lebih lanjut lagi mendefinisikan penduduk setempat itu sendiri, maka berkenaan dengan tenaga kerja akan menggunakan istilah sebagai berikut:

1. Penduduk pada daerah sekitar wilayah proyek yang terdampak langsung meliputi 6 Desa, yaitu: Desa Lermatang, Desa Bomaki, Desa Latdalam, Desa Matakus di Kecamatan Tanimbar Selatan; Desa Lorulun, dan Desa Tumbur di Kecamatan Wertamrian, Kabupaten Kepulauan Tanimbar.
2. Penduduk pada daerah sekitar wilayah proyek yang terpengaruh meliputi penduduk yang bermukim di seluruh Kecamatan di Kabupaten Kepulauan Tanimbar (Tanimbar Selatan, Selaru, Wertamrian, Tanimbar Utara, Wer Maktian, Ferdada, Wuor Labobar, Kormomolin, Nirunmas dan Molu Maru) serta 6 (enam) pulau di Kabupaten Maluku Barat Daya (Pulau Masela, Pulau Babar, Pulau Luang, Pulau Leti, Pulau Moa dan Pulau Lakor) yang meliputi 7 Kecamatan (Masela, Pulau-Pulau Babar, Babar Timur, Mdonu Hyera, Moa Lakor, Pulau Leti dan Pulau Lakor).
3. Penduduk pada daerah Kabupaten lainnya (di luar Kabupaten Kepulauan Tanimbar dan Kabupaten Maluku Barat Daya) di dalam Provinsi Maluku.
4. Penduduk Indonesia selain penduduk Provinsi Maluku.
5. Penduduk lainnya yang bukan merupakan penduduk Indonesia.

Penduduk setempat yang sedang mengemban pendidikan atau saat ini tinggal di luar wilayah Kabupaten KKT, Kabupaten Maluku Barat Daya atau Provinsi Maluku dapat masuk ke dalam kategori di atas mengikuti daerah asal yang terdapat dalam Kartu Tanda Penduduk (KTP) atau lainnya.

Komponen penting lain dalam Program Pengaturan Tenaga Kerja adalah prosedur keluar dan masuk lokasi (mobilisasi dan demobilisasi) proyek yang telah dirancang untuk pelaksanaan Proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi. Dalam proses mobilisasi dan demobilisasi, Kontraktor akan memanfaatkan jasa – jasa yang dapat disediakan oleh penduduk setempat tetapi dalam pengawasan Kontraktor secara langsung. Pemanfaatan jasa – jasa tersebut dimaksudkan untuk meningkatkan perekonomian penduduk sekitar dan keterlibatan yang lebih luas lagi dari penduduk setempat.

Dalam pelaksanaan kegiatan Proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi, diharapkan keterlibatan tenaga kerja setempat (tenaga kerja di desa-desa wilayah terdampak langsung, desa-desa di wilayah terpengaruh, penduduk di kabupaten lainnya di provinsi Maluku) pada Tahap Konstruksi diharapkan akan mencapai sekitar 20% dari seluruh kebutuhan tenaga kerja. Perekrutan tenaga kerja akan dilakukan secara bertahap selama kegiatan konstruksi berlangsung yaitu selama 3 tahun. Distribusi kebutuhan tenaga kerja pada tahap konstruksi disajikan pada **Tabel II-16**.

Tabel II-16. Target Tenaga Kerja Setempat untuk Tahap Konstruksi

Target Tenaga Kerja Setempat	Penduduk di Wilayah Terdampak Langsung Proyek	Penduduk di Wilayah yang Terpengaruh Proyek	Kabupaten Selain KKT dan MBD di Provinsi Maluku
2.522	883	1.135	504
100%	35%	45%	20%

Keterangan:

- Desa yang terkena dampak mendapatkan porsi keterlibatan tenaga kerja lebih besar.
- Asumsi lokasi perekrutan tenaga kerja dilakukan oleh Kontraktor EPCI untuk desa terdampak, terpengaruh dan desa lainnya di KKT dan Maluku Barat Daya yang berlokasi di Saumlaki dan Kota Tiakur MBD, sedangkan untuk Kabupaten diluar KKT dan MBD di dalam Provinsi Maluku berlokasi di Kota Ambon.

Potensi penerimaan tenaga kerja setempat paling banyak akan diserap pada kegiatan konstruksi Kilang OLNG beserta fasilitas pendukungnya, dengan rencana penerimaan tenaga kerja setempat akan dilakukan melalui pendekatan sebagai berikut :

1. Kebutuhan tenaga kerja secara langsung yang sesuai dengan kualifikasi yang diperlukan untuk setiap pekerjaan, akan disampaikan kepada Dinas Perindustrian, Perdagangan dan Tenaga Kerja Kabupaten Kepulauan Tanimbar dan kabupaten Kepulauan Maluku Barat Daya, sesuai dengan peraturan yang berlaku. Kesempatan kerja ini terbuka bagi seluruh masyarakat, sesuai dengan jumlah dan kualifikasi yang dibutuhkan, dengan proses penerimaan atau seleksi tenaga kerja secara terbuka dan transparan.
2. Kontraktor pelaksana (mitra kerja INPEX) pada kegiatan konstruksi akan diminta dan disyaratkan dalam kontrak kerja untuk semaksimal mungkin menggunakan tenaga kerja yang berasal dari masyarakat di sekitar lokasi kegiatan (terutama masyarakat terdampak), sesuai dengan kualifikasi yang dipersyaratkan dan dibutuhkan.
3. Kontraktor pelaksana (mitra kerja INPEX) pada kegiatan konstruksi akan disyaratkan dalam kontrak kerja untuk pemenuhan persyaratan Kesehatan, Keselamatan, Keamanan Kerja dan Lingkungan (K3L) beserta persyaratan pemenuhan kesejahteraan tenaga kerja sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku.

Direncanakan seluruh tenaga kerja pada tahap konstruksi akan dimukimkan di *basecamp*, yang terletak di dalam tapak proyek Kilang OLNG (di dalam batas pagar proyek). Semua fasilitas yang diperlukan sebagai pemukiman akan disediakan dalam kompleks *basecamp* ini.

Sebagaimana akan diinformasikan baik oleh INPEX maupun Kontraktor pelaksana kepada tenaga kerja bahwa pekerjaan pada Tahap Konstruksi sifatnya adalah sementara, maka INPEX maupun Kontraktor nantinya akan melakukan pelepasan tenaga kerja ke daerah asal (*point of hire*) apabila pekerjaannya telah selesai. Prosedur pelepasan tenaga kerja akan mengikuti peraturan ketenagakerjaan yang berlaku.

Konsep penanganan tenaga kerja pada akhir kegiatan konstruksi adalah sebagai berikut:

1. Tenaga kerja tahap konstruksi yang diterima oleh INPEX dan memenuhi kualifikasi untuk pekerjaan dalam tahap operasi akan tetap dipekerjakan, sementara tenaga kerja yang lainnya akan disesuaikan dengan kebutuhan.
2. Tenaga kerja yang terserap melalui kontraktor menjadi tanggung jawab kontraktor, dimana hal ini akan disebutkan dalam syarat perjanjian kontrak antara INPEX dengan kontraktor pelaksana konstruksi.
3. Kajian Andal mengasumsikan seluruh tenaga kerja konstruksi akan bermukim di dalam *basecamp*, sehingga meminimalkan potensi bangkitan transportasi darat (*no commute*).
4. Proses pelepasan tenaga kerja konstruksi akan dikoordinasikan dan dilaporkan kepada Dinas Perindustrian, Perdagangan dan Tenaga Kerja Kabupaten Kepulauan Tanimbar

Kegiatan pengembangan Lapangan Gas Abadi juga akan memerlukan barang dan jasa untuk melaksanakan pekerjaan proyek. Pada jumlah, kapasitas dan kompleksitas tertentu barang dan jasa tersebut diharapkan dapat dipasok oleh Penyedia Barang dan Jasa Daerah, misalnya: jasa transportasi darat, jasa penginapan, pasokan bahan makanan, pemasok tenaga kerja, dan lainnya. Penyedia Barang dan Jasa Daerah dapat menjadi rekanan kontraktor atau rekanan INPEX tergantung dari kebutuhan. Penyedia Barang dan Jasa Daerah adalah BUMN, BUMD, badan usaha swasta, koperasi, usaha kecil dan menengah atau usaha perseorangan yang berdomisili di wilayah Kabupaten Kepulauan Tanimbar, Kabupaten Maluku Barat Daya dan lebih luas Provinsi Maluku dan memiliki kemampuan menyediakan barang dan/atau jasa sesuai dengan bidang usaha dan kualifikasinya.

Oleh karena penerimaan dan mobilisasi tenaga kerja selama masa konstruksi yang akan berlangsung relatif cukup lama yaitu sekitar 54 bulan dan merupakan kegiatan yang cukup signifikan, maka dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh Penerimaan dan Mobilisasi Tenaga Kerja Konstruksi mencakup 24 parameter sebagaimana ditunjukkan pada Tabel V-2 di Bab V (matriks identifikasi dampak potensial dan DPH) yaitu meliputi:

1. Aspek Demografi: (a) peningkatan migrasi (mobilitas penduduk), (b) perubahan komposisi penduduk (usia, jenis kelamin, pendidikan, etnis, agama, mata pencaharian), (c) perubahan pertumbuhan populasi, (d) perubahan kepadatan penduduk, dan (e) gangguan terhadap keamanan masyarakat;
2. Aspek Sosial-Ekonomi: (a) perubahan kesempatan kerja, (b) perubahan peluang usaha lokal, (c) perubahan tingkat pendapatan masyarakat, (d) perubahan pola mata pencaharian masyarakat, dan (e) perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial;

3. Aspek Sosial-Budaya: (a) perubahan budaya, (b) perubahan norma dan nilai sosial, (c) pengaruh terhadap warisan budaya, (d) gangguan terhadap situs sakral masyarakat, (e) pengaruh terhadap masyarakat adat, (f) pengaruh terhadap kelompok masyarakat rentan (wanita, anak-anak, miskin, lansia, dan Difabel), (g) kekhawatiran masyarakat, dan (h) harapan dan keluhan masyarakat;
4. Aspek Kesehatan Masyarakat: (a) perubahan penyakit menular, (b) perubahan penyakit tidak menular, (c) peningkatan penyalahgunaan zat adiktif (narkoba, alkohol), (d) perubahan status gizi masyarakat, dan (e) perubahan sanitasi lingkungan.
5. Aspek Transportasi: gangguan terhadap transportasi darat.

Dari kedua puluh empat (24) dampak potensial tersebut, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, hanya parameter (a) perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial, (b) pengaruh terhadap masyarakat adat, dan (c) gangguan terhadap transportasi darat yang tidak ditetapkan sebagai DPH, selebihnya seluruh parameter dampak potensial lainnya ditetapkan sebagai DPH. Seluruh DPH dikaji dalam Andal.

2.2.2.1.2 Mobilasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja

2.2.2.1.2.1 Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat

Mobilisasi tenaga kerja, peralatan dan bahan melalui laut akan memperhatikan rekomendasi dari Kantor Unit Penyelenggara Pelabuhan Kelas II Saumlaki terhadap keselamatan dan keamanan pelayaran terutama pengaturan alur keluar masuk dan lalu lintas kapal. Terkait mobilisasi alat melalui TUKS, INPEX akan berkoordinasi dengan Unit Pengelola Pelabuhan (UPP) Saumlaki untuk proses perizinan lebih lanjut. Mobilisasi alat-alat maupun material dilakukan dengan menggunakan transportasi laut (kapal) yang disesuaikan dengan ukuran dan bobot peralatan dan/atau bahan-bahan yang akan diangkut. Pelaksanaan kegiatan mobilisasi dan demobilisasi personel, peralatan dan material ini, juga akan dikoordinasikan dengan Dinas Perhubungan Kabupaten Kepulauan Tanimbar, Kepolisian Resort Kepulauan Tanimbar, Kantor Unit Penyelenggara Pelabuhan Kelas II Saumlaki, dan Dinas serta Kantor Unit yang sama di Kabupaten Maluku Barat Daya serta Instansi Pemerintah terkait lainnya.

Frekuensi pergerakan lalu lintas kapal akan lebih tinggi selama kegiatan konstruksi berlangsung dibanding dengan tahap operasi. Pergerakan kapal untuk keperluan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi akan melalui koridor lalu lintas laut yang telah ditentukan. Lalu lintas dan kedatangan kapal juga akan dijadwalkan untuk memastikan proses konstruksi yang efisien dan menghindari kepadatan lalu lintas kapal di perairan Teluk Saumlaki.

Pengeboran dan SURF

Peralatan dan bahan yang diangkut melalui jalur laut akan menggunakan kapal pendukung dari lokasi fabrikasi atau lokasi pengumpul lainnya. Frekuensi transportasi akan ditentukan oleh volume dan kapasitas kargo yang akan digunakan serta perkiraan frekuensi dan jumlah kapal yang digunakan pada masing-masing pengangkutan peralatan:

Kegiatan pengeboran sumur pengembangan akan menggunakan 2 kapal pengeboran (*drilling vessel*), 4 kapal tunda (*tug boats*) dan 6 kapal pendukung (*supply vessel*). Kapal pengeboran (*drilling vessel*) akan berada di lokasi SURF dan akan dioperasikan secara bersamaan selama pengeboran

sumur-sumur gas berlangsung, dengan perkiraan waktu pengeboran setiap sumurnya sekitar 3 bulan.

Kegiatan SURF meliputi pemasangan sumur bawah laut, struktur *riser base*, *flowline* termasuk PLET, *manifold* produksi, *manifold* ekspor, SDH, *jumper* sumur, *tie-in spool*, *flying lead*, *riser* dan *umbilical*. Kegiatan ini akan menggunakan minimal 5 jenis kapal yang terlibat dalam kegiatan pemasangan fasilitas SURF meliputi MSV, LWIV, FLV, HCV, ISV, dan Pipe Lay Vessel.

Pemasangan pipa menggunakan 1 (satu) buah tongkang pengangkut pipa, 1 (satu) atau 2 (dua) buah *tug boat*, 1 (satu) buah *chase boat*, 1 (satu) *hook up barge*, dengan frekuensi pelayaran sebanyak satu kali selama pemasangan pipa. Mobilisasi tenaga kerja menggunakan 1 (satu) buah kapal dengan frekuensi setiap dua minggu. Seluruh material yang diperlukan untuk konstruksi pipa akan dikirim ke TUKS INPEX di Teluk Saumlaki menggunakan tongkang atau langsung dikirim ke kapal konstruksi. Lama waktu pelaksanaan kegiatan pemasangan pipa akan berlangsung sekitar sembilan bulan pada saat cuaca tenang.

FPSO

FPSO akan difabrikasi di galangan kapal di luar lokasi proyek. Seluruh peralatan fasilitas produksi yang ada pada *topside* FPSO akan dibangun di *fabrication* yard. Saat ini galangan kapal tempat pabrikasi FPSO belum ditentukan dan dalam tahap kajian. Uji kelayakan seluruh komponen FPSO termasuk *Hydrotest* akan dilakukan di lokasi fabrikasi FPSO. FPSO yang sudah siap akan dibawa ke lokasi yang telah ditetapkan di Laut Arafura menggunakan 4 (empat) kapal tunda. Instalasi SURF dan *mooring* ke FPSO akan menggunakan 4 (empat) buah tongkang, 6 (enam) buah kapal tunda untuk *positioning and station keeping* FPSO, 1 (satu) buah *workboat* dan 1 (satu) buah *Anchor Handling Tug*.

GEP

Pipa Gas Ekspor (GEP) akan mengalirkan gas yang telah dikeringkan dan dikontrol titik embunnya ke kilang OLNG. GEP memiliki kapasitas untuk mengalirkan gas alam kering yang dibutuhkan oleh OLNG. Rute GEP direncanakan menuju ke Pulau Yamdena dan akan melewati Palung Tanimbar, yang mencapai kedalaman lebih dari 1.500 m. Jaringan pipa berdiameter 32 inci akan membentang sepanjang lebih kurang 167,26 km dari FPSO ke ORF (*Onshore Inlet Receiving Facility*) di lokasi Kilang OLNG. Lalu lintas kapal kemungkinan akan terjadi di Teluk Saumlaki hingga ke FPSO selama kegiatan peletakan pipa. Dibutuhkan waktu sekitar sembilan bulan untuk peletakan pipa bawah laut sepanjang lebih kurang 167,26 km. Selama peletakan pipa, jenis kapal yang akan digunakan antara lain:

1. Material barges termasuk *tug boat*
2. Kapal pemasok (*supply boat*)
3. *Crew boat*
4. Kapal konstruksi (*construction vessel*), terdiri dari *pipelay barge*, *Trenching barge*, *hook up barge*, serta kapal HDD
5. Kapal survei untuk mengetahui keakuratan peletakan pipa

OLNG

Peralatan dan material yang dibutuhkan pada kegiatan konstruksi OLNG antara lain peralatan listrik, komunikasi, pipa, paket peralatan produksi, bahan bangunan dan peralatan lainnya akan dipenuhi dari produk nasional maupun dari luar negeri, atau dipasok dari daerah setempat jika tersedia. Peralatan dan material yang akan didatangkan ke lokasi proyek antara lain :

1. Alat berat (antara lain *bulldozer, tractor, compactor, backhoe, grader, crane*) untuk pembukaan dan penyiapan lahan dan kegiatan konstruksi lainnya.
2. Material untuk penyiapan lahan dan pembangunan fasilitas pendukung di darat yang meliputi pelat-pelat baja, pipa-pipa baja, *piling* untuk fondasi, pasir, batu, semen, besi baja konstruksi, dan lain-lainnya.
3. Bahan bangunan berupa batuan (hasil penambangan batuan sesuai UU No. 3 Tahun 2020 Perubahan Atas Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 Tentang Pertambangan Mineral dan Batubara) akan dipasok dari daerah lain oleh pemasok yang sudah memiliki Surat Izin Penambangan Batuan (SIPB), UU No 4 Tahun 2020.
4. Material untuk pembangunan TUKS mencakup (a) TUKS-Bongkar Muat Material (*Material Offloading Facility/MOF*), (b) TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat, (c) TUKS-Pionir (EOF).

Transportasi laut yang digunakan selama konstruksi OLNG dan TUKS-Bongkar Muat Material, TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat, TUKS Pionir antara lain *support vessel, tug boat, material barge* dan LCT. Peralatan khusus yang diperlukan pada konstruksi seluruh TUKS antara lain *piling hammer, crane barge, dredging vessel*. Peralatan, jumlahnya pada saat puncak kegiatan konstruksi, total jangka waktu di lokasi, dan sumber peralatan konstruksi akan bergantung pada strategi pelaksanaan konstruksi, jadwal, dan ketersediaan peralatan dari EPCI. Sebagian besar peralatan akan dimobilisasi ke lokasi dengan tongkang dan diturunkan di TUKS-Pionir (*Wharf*).

Mobilisasi alat-alat maupun material dilakukan dengan menggunakan transportasi laut (kapal) yang disesuaikan dengan ukuran dan bobot peralatan dan/atau bahan-bahan yang akan diangkut. Jenis kendaraan berat yang digunakan tercantum dalam Tabel II-17 berikut.

Tabel II-17. Jenis dan Jumlah Alat Berat yang Digunakan

Peralatan	Perkiraan Berat Kendaraan/Alat Berat (ton)	Perkiraan Jumlah saat Puncak Kegiatan Konstruksi
Kegiatan Umum		
<i>Bulldozer</i> , di bawah 20 ton	<25	14
<i>Bulldozer</i> , di atas 20 ton	>25	8
<i>Backhoe</i>	10	12
<i>Excavator</i>	30	18
<i>Wheel loader</i>	30	15
<i>Motor Grader</i>	33	6
<i>Dump truck</i>	>20	40
<i>Road Roller (tandem, tier, vibration)</i>	10	10
<i>Compactor (plate, trench, d frog)</i>	12	13

Peralatan	Perkiraan Berat Kendaraan/Alat Berat (ton)	Perkiraan Jumlah saat Puncak Kegiatan Konstruksi
<i>Concrete batch plant</i>	-	2
<i>Concrete pump</i>	10	4
<i>Mixer truck</i>	14	20
<i>Water truck/fuel truck</i>	10	9
<i>Pile driving rig</i>	>20	10
<i>Pekerjaan Mekanikal</i>		
<i>Ringer crane, 1200 to 1500 ton</i>	>20	1
<i>Heavy lift crane 800 ton</i>	>20	1
<i>Heavy lift crane 450 atau 500 ton</i>	>20	1
<i>Crane 150 ton</i>	>20	6
<i>Crane 100 to 120 ton</i>	>20	5
<i>Crane 30 to 50 ton</i>	>20	13
<i>Crane below 30 ton</i>	>20	15
<i>Tower Crane</i>	>20	1
<i>Self propelled transporter with power pack</i>	18/26(2)	20
<i>Low bed trailer, 60 to 100 ton</i>	>25	5
<i>Flat bed trailer 30 to 50 ton</i>	>25	10
<i>Boom truck</i>	15	12
<i>Forklift</i>	2	4
<i>Welding generators</i>	3	150
<i>Power generators</i>	3	4

Catatan:

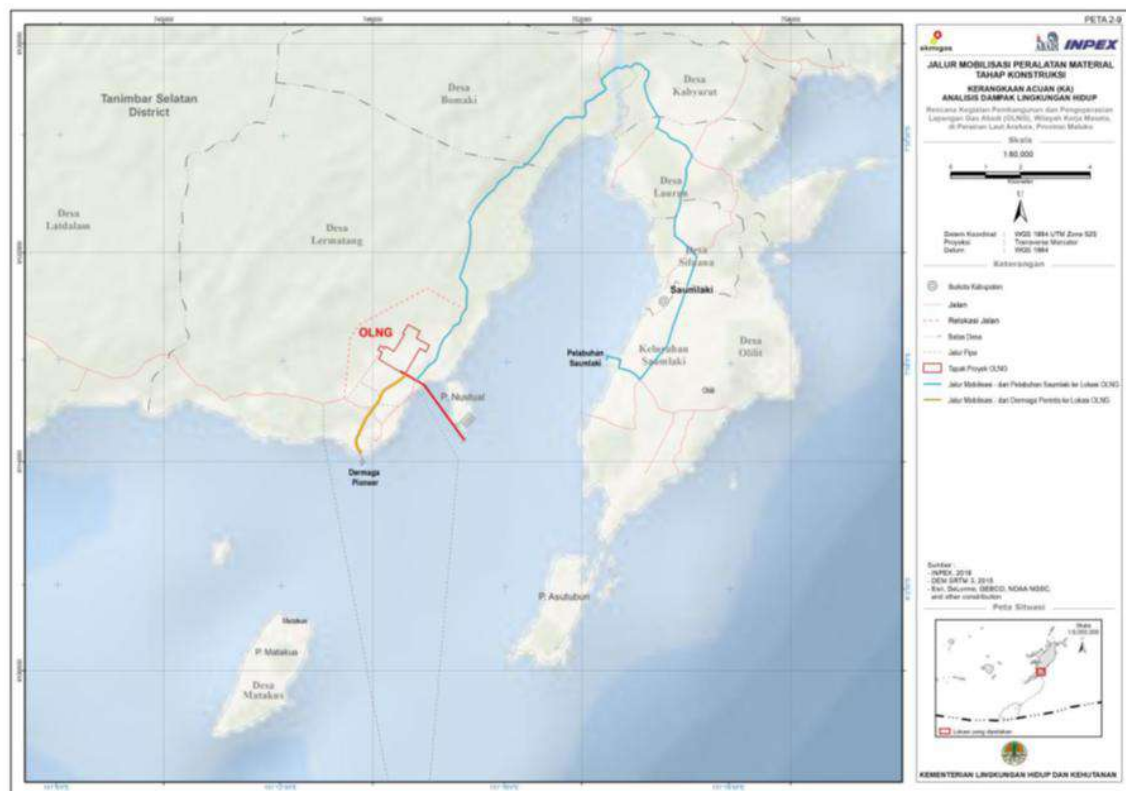
1. Kendaraan berat yang tonasenya melebihi dari 8 ton tidak akan menggunakan jalan kabupaten dengan kapasitas 8 – 12 ton.
2. Berat 18 Ton untuk 4 as roda, dan 26 Ton untuk 6 as roda. Berat sudah termasuk aksesoris dan power pack unit.
3. Penggunaan kendaraan akan diprioritaskan menggunakan kendaraan dengan plat nomor lokal

Pada kegiatan pembangunan, sebagian besar peralatan dan material akan didatangkan dari luar Saumlaki melalui jalur laut. Untuk peralatan berat dan material yang berdimensi besar yang didatangkan lewat laut akan mendarat di TUKS Pionir (*Pioneer Jetty*) atau menggunakan kapal jenis LCT (*Landing Craft Tank*) yang bisa merapat ke pantai dan selanjutnya diangkut menggunakan kendaraan darat melalui jalan baru yang akan dibangun pada masa konstruksi. Untuk peralatan dan material berdimensi kecil akan ada kemungkinan untuk menggunakan Pelabuhan Umum Saumlaki dan selanjutnya diangkut menggunakan truk melalui jalan darat menuju lokasi konstruksi Kilang OLNG dengan durasi waktu tidak lebih dari 3 bulan. Rencana jalur mobilisasi peralatan dan bahan melalui darat disajikan pada Gambar II-21.

Apabila TUKS permanen untuk fasilitas pendukung logistik dan personel [(TUKS-Pemuatan Bongkar Muat (*Material Offloading Facility - MOF*))] sudah siap digunakan, maka kegiatan mobilisasi peralatan dan bahan termasuk peralatan berat dan bahan berukuran besar dari pabrik perakitan di luar Saumlaki akan menggunakan TUKS permanen tersebut dan selanjutnya diangkut menggunakan

truk menuju lokasi konstruksi melalui jalan angkut peralatan berat (*heavy haul road*) yang menghubungkan TUKS tersebut dengan lokasi konstruksi.

Transportasi laut yang digunakan selama konstruksi O LNG dan TUKS (Bongkar Muat Material, Pemuatan LNG dan Kondensat, Pionir) antara lain *support vessel, tug boat, material barge* dan LCT. Peralatan khusus yang diperlukan pada konstruksi seluruh TUKS antara lain *piling hammer, crane barge, dredging vessel*. Peralatan, jumlahnya pada saat puncak kegiatan konstruksi, total jangka waktu di lokasi, dan sumber peralatan konstruksi akan bergantung pada strategi pelaksanaan konstruksi, jadwal, dan ketersediaan peralatan dari EPCI. Sebagian besar peralatan akan dimobilisasi ke lokasi dengan tongkang dan diturunkan di TUKS Pionir (*Wharf*).



Gambar II-21. Rencana Jalur Mobilisasi Peralatan dan Material Melalui Darat Dari Pelabuhan Saumlaki

Pelaksanaan kegiatan mobilisasi dan demobilisasi personel, peralatan dan material akan dikoordinasikan dengan Dinas Perhubungan Kabupaten Kepulauan Tanimbar, Kepolisian Resor Kepulauan Tanimbar, Kantor Unit Penyelenggara Pelabuhan Kelas II Saumlaki, serta Instansi Pemerintah terkait lainnya.

Frekuensi pergerakan lalu lintas kapal akan lebih tinggi selama kegiatan konstruksi dibanding pada tahap operasi. Pergerakan kapal untuk keperluan proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi akan melalui koridor lalu lintas laut yang telah ditentukan. Lalu lintas dan kedatangan kapal juga akan dijadwalkan untuk memastikan proses konstruksi yang efisien dan menghindari kepadatan lalu lintas kapal di perairan Teluk Saumlaki.

Di samping itu juga dalam dokumen Andal dan RKL-RPL ini telah mengintegrasikan hasil Analisis Dampak Lalu Lintas yang telah memperoleh persetujuan dari Dinas Perhubungan Provinsi Maluku dengan Surat No. 551/2/11/2021 tertanggal 29 September 2021 (**Lampiran 10**).

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh kegiatan Mobilisasi Tenaga Kerja, Peralatan, dan Bahan Menggunakan Transportasi Laut adalah peningkatan kebisingan, gangguan terhadap mamalia laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, harapan dan keluhan masyarakat, dan gangguan terhadap transportasi laut. Dari kelima dampak potensial tersebut, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial hanya gangguan terhadap mamalia laut yang ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH) (Tabel V-1 pada Bab V).

2.2.2.1.2.2 Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter

Mengingat kondisi kegiatan lapangan yang berbeda jarak dan kondisi lokasi (site) yaitu ada di lepas pantai dan di darat maka mobilisasi tenaga kerja akan disesuaikan dengan kebutuhannya. Kegiatan pertukaran personel (*crew change*) yang bertugas di FPSO maupun kegiatan pengeboran lepas pantai akan dilakukan dengan menggunakan transportasi udara (helikopter). INPEX akan bekerja sama dengan operator Bandar Udara Mathilda Batlayeri.

Jika fasilitas pendukung logistik dibangun di Kelurahan Saumlaki, maka kegiatan mobilisasi dan demobilisasi personel dari fasilitas pendukung logistik dan personel ke Bandara Saumlaki akan menggunakan kendaraan pengangkut penumpang dengan jenis yang sesuai dengan jumlah personel yang akan bertugas. Jumlah dan tipe kendaraan pengangkut personel akan diperkirakan pada saat tahap *engineering* selanjutnya. Frekuensi pertukaran tenaga kerja akan mengikuti Peraturan Perusahaan yang berlaku dan sesuai dengan jadwal pergantian personel atau ditentukan lain sesuai kebutuhan.

Penggunaan helikopter sebagai alat transportasi dari dan ke FPSO melalui proses pelingkupan diidentifikasi menimbulkan 3 (tiga) dampak potensial yaitu peningkatan kebisingan, gangguan terhadap spesies kunci (*Trigger Species*) terutama burung (*aves*) dan harapan dan keluhan masyarakat. Dari ketiga dampak potensial tersebut, berdasarkan evaluasi dampak potensial – peningkatan kebisingan dan gangguan terhadap spesies kunci (*Trigger Species*) ditetapkan sebagai DPH. Peningkatan kebisingan akan terjadi pada jalur penerbangan helikopter yang melewati habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*). Kedua DPH diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam studi Andal.

2.2.2.1.3 Pembersihan dan Penyiapan Lahan

Setelah proses penyediaan lahan untuk Kilang OLNG di Desa Lermatang, Kecamatan Tanimbar Selatan selesai dilakukan dan tanah telah tersedia, maka kegiatan konstruksi Kilang OLNG akan dimulai dengan kegiatan pembersihan dan penyiapan lahan. Kegiatan pembersihan dan penyiapan lahan ini meliputi pembersihan lahan dari vegetasi, perataan lahan, gali dan urug, peledakan (*blasting*) dan pengerasan atau pemadatan lahan. Pembersihan dan penyiapan lahan meliputi area tapak proyek Kilang OLNG dan TUKS sebagaimana di tunjukkan dalam **Gambar II-22, Gambar II-23** dan **Gambar II-24**.

Pembersihan lahan akan dilakukan dengan menggunakan berbagai peralatan, antara lain *buldozer*, *back hoe*, *grader*, truk, gergaji dan parang. Kegiatan ini diawali dengan penebangan pohon dengan arah rebah ke bagian tengah dari lokasi yang akan dibuka, selanjutnya hasil tebangannya dikumpulkan di sekitar lokasi. Tanah pucuk (*top soil*) akan dikupas dan ditumpuk di lokasi-lokasi penumpukan sementara untuk nantinya dipergunakan kembali dalam revegetasi dan pembuatan landscape pertamanan.

Penyiapan lahan juga akan meliputi kegiatan di daerah rawa (*wetland*) berupa pembersihan dan gali dan urug. Kegiatan perataan lahan akan menggunakan material atau tanah urugan yang sesuai yang berasal dari hasil penggalian dan penghancuran batuan yang ada di lokasi. Untuk mengurangi volume material gali dan urug, serta untuk mengurangi volume material buangan yang berlebihan, lahan yang akan disiapkan untuk lokasi Kilang OLNG beserta seluruh fasilitas pendukungnya akan dibuat dalam bentuk teras. Material galian yang tidak dapat digunakan untuk bahan urugan di lokasi konstruksi kilang akan digunakan untuk pembuatan *landscape* di sekitar lokasi akomodasi permanen dan lokasi lainnya, sementara material lainnya yang tidak memenuhi syarat sebagai bahan urugan akan dikirim ke lokasi penempatan tanah yang telah ditentukan.

Lahan yang akan dibersihkan dan disiapkan untuk lokasi Kilang OLNG beserta seluruh fasilitas pendukungnya adalah tidak lebih dari 700 ha. Keadaan lahan di sekitar area yang akan dilakukan gali urug didominasi oleh ladang (215,4 ha), kebun campuran (323,4 ha), semak belukar (134,6 ha), hutan sekunder lahan kering (104,9 ha) dan hutan mangrove seluas 21,6 ha.

Data geologi dan geoteknik menunjukkan bahwa seluruh lokasi proyek didominasi oleh batuan dasar batugamping. Disebagian besar lokasi, batugamping-nya digambarkan dalam keadaan lapuk yang sewaktu pelaksanaan pengeboran untuk pengambilan contoh berubah menjadi partikel berukuran pasir dan kerikil yang bergradasi buruk yang merupakan pelapukan khas batugamping in-situ yang intens di iklim tropis. Di atas batugamping terdapat lapisan penutup yang terdiri dari lapisan tanah lempung dengan ketebalan antara 0,2 m hingga 3 m, dimana di beberapa tempat ditemukan kandungan material organik di dalamnya sebagai tanah pucuk. Perkiraan volume urugan dan galian tersaji pada Tabel II-18.

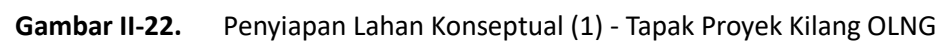
Tabel II-18. Perkiraan Volume Urugan dan Galian di Lokasi OLNG

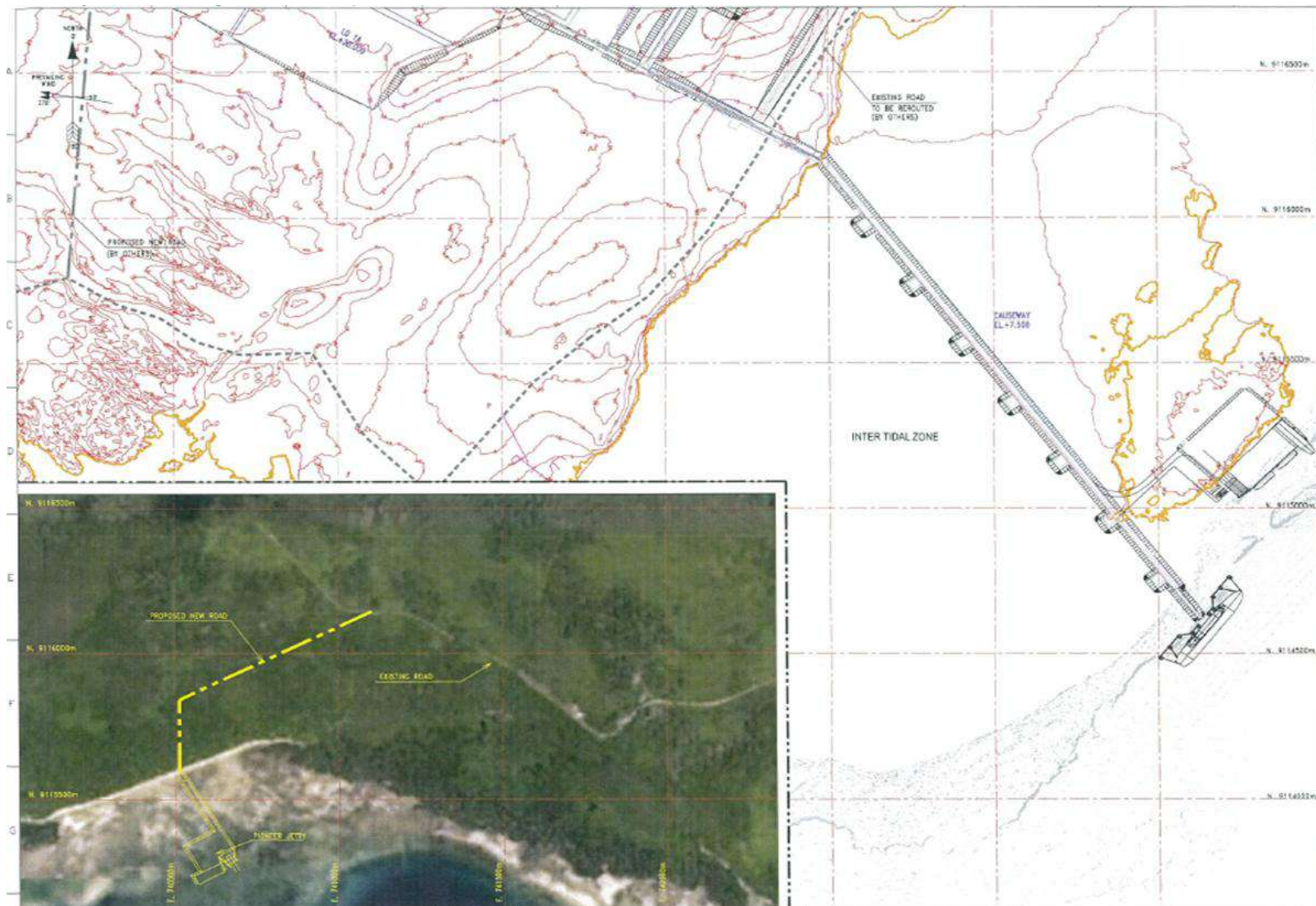
No.	Galian/ urugan	Volume (m ³)
1	Galian tanah permukaan (top soil/tanah pucuk, kedalaman 0,5 m)	1.500.000
2	Galian selain tanah permukaan (top soil/ tanah pucuk)	5.400.000
3	Total Volume Galian (= 1+2)	6.900.000
4	Urugan untuk area <i>onshore</i>	2.500.000
5	Urugan untuk <i>Causeway</i> , TUKS-MOF dan TUKS Perintis	1.200.000
6	Total Volume Urugan (= 4+5)	3.700.000
7	Selisih Total Volume Galian dan Urugan (= 6-3)	3.200.000
8	Tanah yang akan ditempatkan untuk landscaping (termasuk top soil) atau penempatan lain di dalam kawasan proyek	3.200.000
9	Balance (=7-8)	0

Sumber: INPEX Civil and Structural Design Study Report

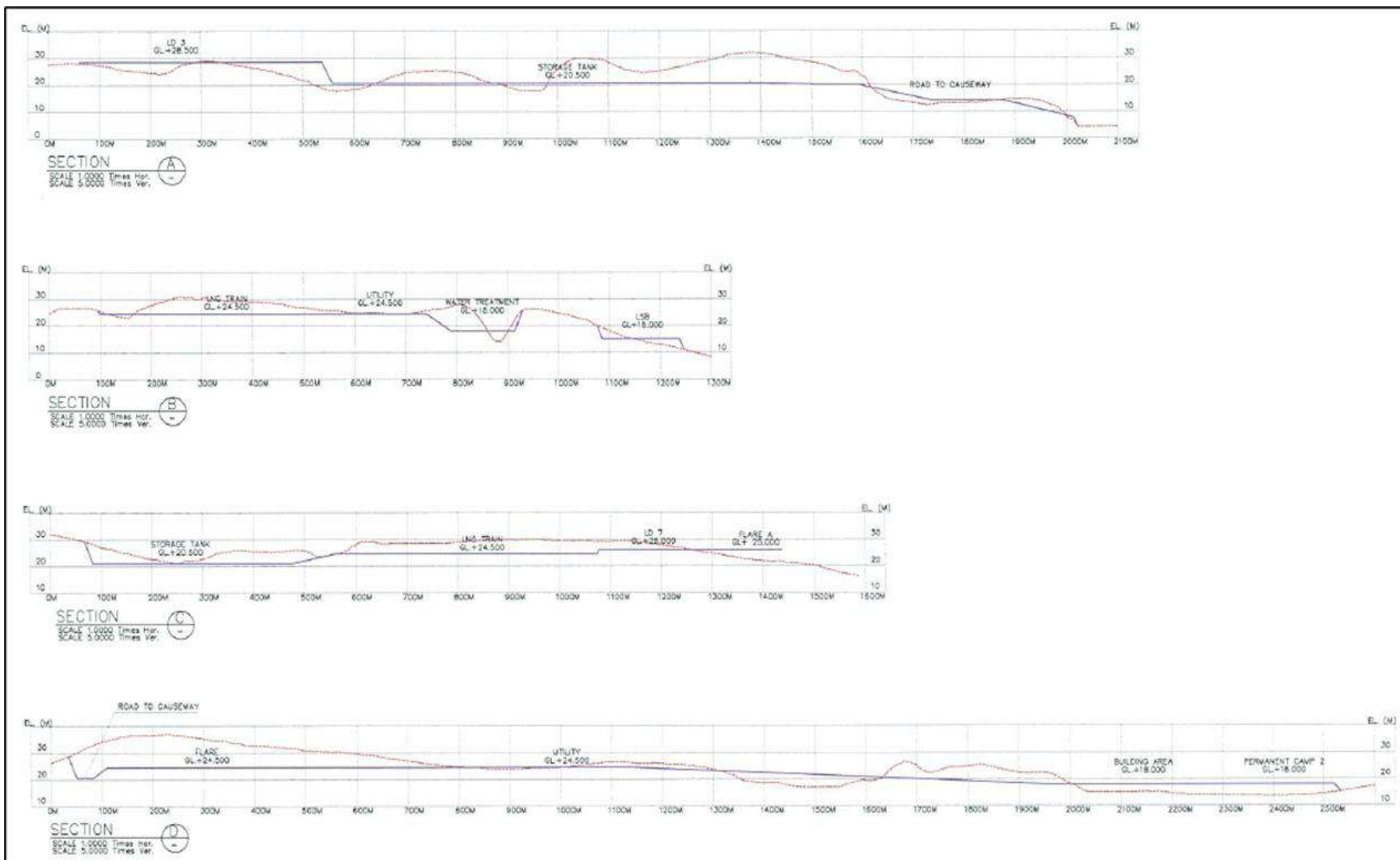
Dari hasil pelingkupan, 18 parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Pembersihan dan Penyiapan Lahan (Pengoperasian Alat Berat, Peledakan, Gali-Urug, Perataan dan Pemadatan) yaitu peningkatan konsentrasi partikulat (TSP, PM₁₀ dan PM_{2.5}), peningkatan kebisingan, perubahan pola drainase, peningkatan aliran air permukaan, peningkatan erosi tanah, perubahan lanskap, perubahan muka air tanah, peningkatan konsentrasi TSS air permukaan, peningkatan sampah (benda terapung) air laut, peningkatan TSS air laut, perubahan fungsi lahan, gangguan terhadap habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*), gangguan

terhadap mangrove, perubahan pola mata pencaharian masyarakat, perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, gangguan terhadap situs sakral masyarakat, kekhawatiran masyarakat, serta harapan dan keluhan masyarakat. Dari kedelapan belas (18) dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, dua belas (12) diantaranya yaitu peningkatan konsentrasi partikulat (TSP, PM₁₀ dan PM_{2.5}), peningkatan kebisingan, perubahan pola drainase, peningkatan aliran air permukaan, peningkatan erosi tanah, perubahan muka air tanah, perubahan fungsi lahan, gangguan terhadap habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*), perubahan pola mata pencaharian masyarakat, perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, kekhawatiran masyarakat, serta harapan dan keluhan masyarakat, ditetapkan menjadi Dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.





Gambar II-23. Penyiapan Lahan Konseptual (2) - Daerah Rawa



Gambar II-24. Penyiapan Lahan Konseptual (3) – Penampang Melintang Gali-Urug

2.2.2.1.4 Pemboran Sumur Pengembangan/SURF

Pengembangan Lapangan Gas Abadi direncanakan akan dilakukan melalui pengeboran dengan perkiraan 24 (dua puluh empat) sumur pengembangan yang sudah terjadwal dengan skema *big-bore completion*, sedangkan sisanya akan dijadwalkan berdasarkan hasil aktual pengeboran dan kinerja produksi. Target utama pengeboran adalah formasi plover.

Jumlah total sumur selama umur lapangan dan jadwal pengeboran akan dikaji lebih lanjut berdasarkan hasil aktual pengeboran dan kinerja produksi. Jadwal pengeboran untuk sumur-sumur di *Drilling Center* (DC) 4 akan ditentukan setelah pengeboran pada sumur-sumur di DC sebelumnya selesai.

Rig yang akan dipergunakan untuk pengeboran sumur pengembangan ini adalah jenis rig semi-submersible atau drill ship, yang berkekuatan sesuai kebutuhan untuk mencapai target pengeboran. Untuk penanggulangan adanya bahaya dan kecelakaan, pelaksanaan pengeboran ini akan dilengkapi dengan program penanggulangan bahaya (*Emergency Response Plan* = ERP) dan Struktur Organisasi Penanggung Jawab Keadaan Darurat. Pelaksanaan pengeboran akan dilengkapi dengan alat pencegah semburan liar (*Blow Out Preventer* = BOP) 18-3/4" berkekuatan 10.000 psi dengan sistem dual annular dan dual double ram. Pelaksanaan pengeboran akan mengikuti *Standard Operating Procedure* (SOP) yang ditetapkan.

Batuan induk di daerah SURF berasal dari batu serpih endapan laut yang diendapkan bersamaan dengan batu pasir Plover dan dikategorikan ke dalam kerogen tipe III (tipe batuan induk yang cenderung menghasilkan gas bumi). Studi kematangan menunjukkan bahwa batuan induk di daerah ini cukup matang untuk menghasilkan dan mengeluarkan gas ke lapangan-lapangan di sekitar Lapangan Gas Abadi. Dapur hidrokarbon dipercaya berasal dari Graben Calder-Malita, yang mengalami tingkat kematangan overmatured selama masa Neogen Akhir.

Pengeboran untuk sumur pengembangan tahap RFSU direncanakan akan dilakukan dengan mempergunakan 2 (dua) rig lepas pantai secara bersamaan, atau penggunaan satu (1) rig juga dipertimbangkan. Program pengeboran direncanakan akan dilakukan secara berurutan dalam batch dengan kapasitas rig disesuaikan dengan kebutuhan dan dibor secara berarah (*directional drilling*) dari setiap *Drilling Center* (DC). Sumur gas akan dibor menggunakan *Mobile Offshore Drilling Unit* (MODU). PT INPEX Masela Ltd. akan menggunakan rig dari *rental services* sehingga tidak akan ada kegiatan pembangunan rig. Jenis rig yang digunakan akan berupa rig terapung (bisa semi submersible maupun drill ship), sehingga tidak akan ada struktur rig yang akan berpijak ke dasar laut yang memiliki kedalaman sekitar 600 – 800 m dari permukaan laut. Dengan demikian kegiatan pengeboran sumur-sumur gas tidak tergantung pada kondisi geomorfologi dan sebaran sedimen dasar laut.

Untuk menjaga plateau produksi, pengeboran sumur tambahan direncanakan akan dilakukan secara *batch* dengan menggunakan 1 (satu) rig. Jadwal pengeboran dan jumlah sumur tambahan akan disesuaikan dengan kinerja aktual reservoir.

Diperkirakan bahwa sumur pertama akan dibor hingga kedalaman total, tetapi sumur selanjutnya pada masing-masing lokasi pengembangan akan menggunakan moda pengeboran batch (*batch drilling mode*), yang berarti bahwa semua sumur dibor hingga kedalaman yang sama, dan casing dipasang dan disemen sebelum tahap sumur berikutnya dibor. Casing menstabilkan lubang sumur (*bore hole*) dan mencegah aliran fluida antara sumur dan formasi di sekitarnya.

Pengeboran Lapangan Gas Abadi direncanakan akan dilakukan dengan metode pengeboran konvensional (*overbalance*). Untuk keperluan perencanaan desain sumur, diasumsikan ketinggian *Rotary Table* adalah 20 meter. Berdasarkan grafik *pore & fracture pressure*, jenis formasi, serta *drilling hazards*, trayek pengeboran akan dibagi menjadi 5 (lima) trayek, yaitu:

1. Trayek lubang 36":

Trayek lubang ini direncanakan akan dijet hingga kedalaman 700 meter *True Vertical Depth Below Sea Level* (TVDSS) atau 100 m di bawah dasar laut. Jika 36" *conductor* tidak bisa dipasang sampai kedalaman yang diinginkan dengan proses *jetting*, *conductor* akan dipasang dengan melakukan pengeboran lubang 42".

2. Trayek lubang 26"

Lubang 26" direncanakan akan dibor secara vertikal sampai formasi yang keras yaitu sekitar 500 meter dibawah dasar laut atau sekitar 1.100 meter TVDSS untuk menunjang beban *wellhead* dan casing juga agar dapat melakukan pengeboran sistem lumpur tertutup (menggunakan *riser*) pada trayek selanjutnya

3. Trayek lubang 17-1/2"

Lubang 17-1/2" direncanakan akan dibor hingga perkiraan *casing point* di bawah batu pasir Puffin pada sekitar kedalaman 1.100 – 2.550 meter TVDSS untuk mengisolasi batu pasir Puffin (*zona mud loss*) agar dapat melanjutkan pengeboran dengan berat lumpur yang dibutuhkan untuk kestabilan lubang sumur di trayek selanjutnya (Wangarlu shale).

4. Trayek lubang 12-1/4"

Lubang 12-1/4" direncanakan akan dibor hingga perkiraan *casing point* di formasi Jamieson pada kedalaman 2.550 – 3.700 meter TVDSS untuk menutup daerah *overpressure shale* di formasi Wangarlu sehingga kemungkinan pipa terjepit akibat caving shale dapat dihindari sebelum memasuki reservoir pada trayek berikutnya (formasi Plover).

5. Trayek lubang 8-1/2"

Lubang 8-1/2" direncanakan akan dibor sampai menembus zona produksi, Plover sandstone di kedalaman 3.700 – 3.900 meter TVDSS.

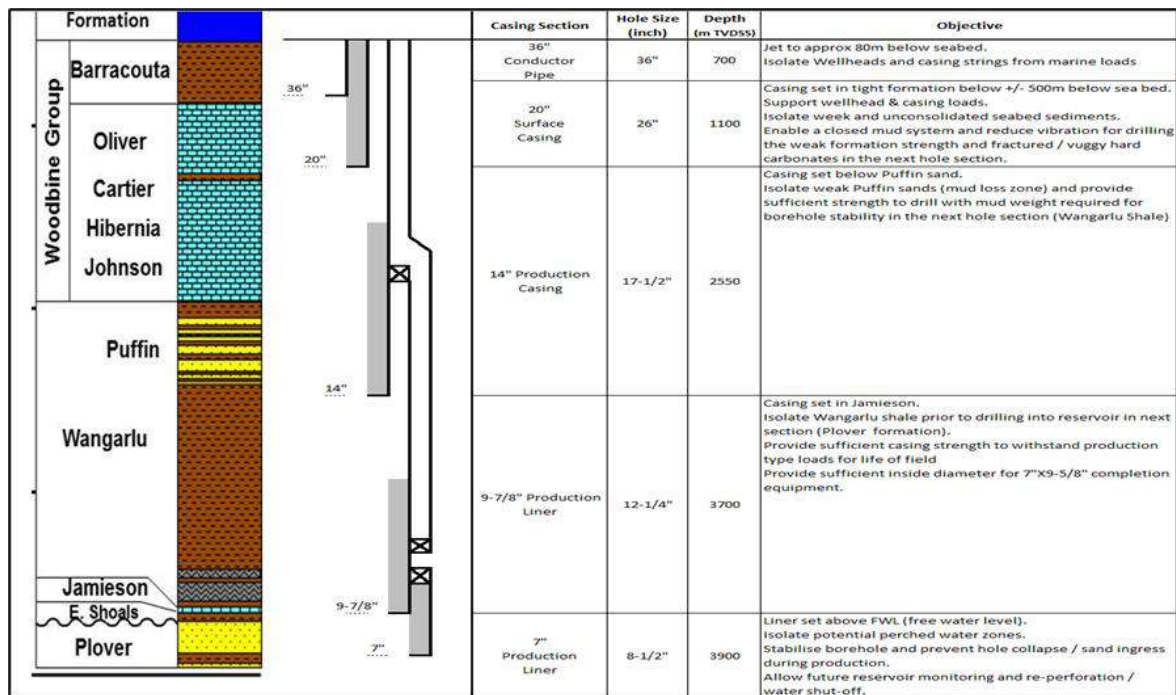
Program pengeboran akan dioptimasi lebih lanjut pada tahap studi selanjutnya.

Berdasarkan 10 (sepuluh) sumur eksplorasi dan delineasi yang telah dibor di Lapangan Gas Abadi dan Studi Stabilitas Lubang Bor yang dilakukan pada tahun 2010-2015, risiko-risiko pengeboran yang mungkin ditemukan selama pengeboran di Lapangan Gas Abadi adalah sebagai berikut:

1. Getaran yang sangat kuat pada rangkaian pengeboran yang menyebabkan pipa terjepit dan kerusakan pada rangkaian pengeboran (rangkaihan putus, terlepas). Hal ini terjadi ketika rangkaian pengeboran menembus lapisan batu gamping yang keras pada Kelompok Batuan Woodbine (Formasi Oliver, Hibernia dan Johnson)
2. Hilang lumpur (*loss circulation*) pada lapisan dengan permeabilitas yang tinggi pada Formasi Puffin dan Upper Plover
3. Overpressure dan lapisan serpih yang reaktif pada Formasi Wangarlu, yang menyebabkan ketidakstabilan pada lubang bor (runtuhan dan pembesaran dinding lubang bor)

Pelaksanaan pengeboran (sampai dengan selesai OH logging) sumur pengembangan di Lapangan Gas Abadi memerlukan waktu kurang lebih 51 sampai 62 hari (*Dry Hole Basis*, tidak termasuk estimasi durasi mob dan demob selama 28 hari).

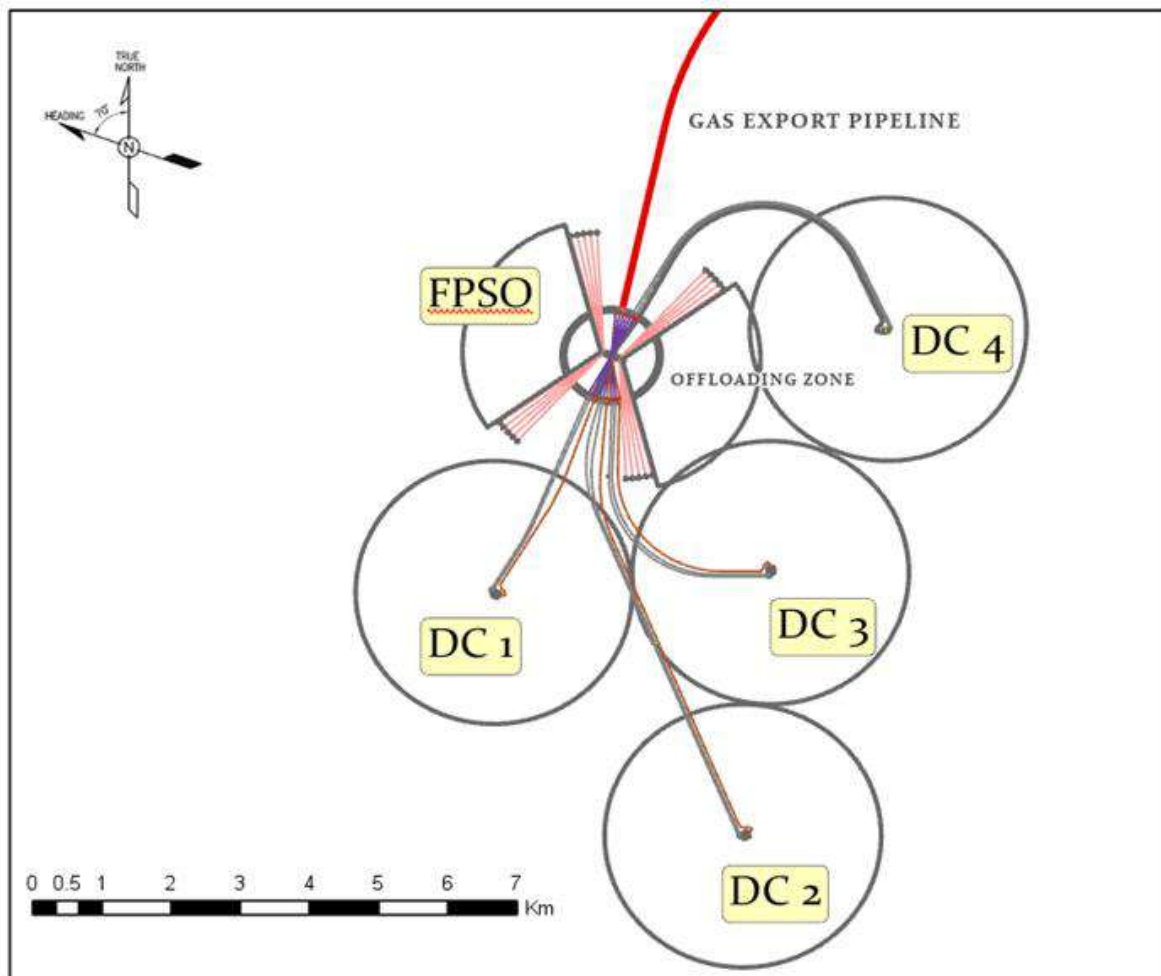
Perkiraan lama waktu pekerjaan penyelesaian sumur pengembangan pada Lapangan Gas Abadi ini adalah 34 sampai 51 hari, dimulai dari menjalankan 7" Liner Casing, penyemenan, CH logging, dan dilakukan pengetesan produksi pada Formasi Plover. Semua perkiraan durasi pekerjaan pengeboran dan penyelesaian ini dengan asumsi tidak ada kendala operasi yang berarti.



Gambar II-25. Prognosis Sumur

2.2.2.1.5 Instalasi Fasilitas Bawah Laut

Fasilitas yang akan dipasang di bawah laut terdiri: *x-mas tree*, *jumper line*, *manifold*, *tie in spool*, PLET (*Pipeline End Termination*), *flowlines*, *umbilical*, *riser base*, *flexible riser* seperti ditunjukkan pada Gambar II-25. Panjang maksimum *flowline* dan *umbilical* statis adalah sekitar 7.000 m.



Gambar II-26. Tata Letak *Flowline* dan *Umbilical*

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan dari kegiatan Pengeboran untuk Pengembangan Sumur-Sumur Gas (RFSU dan Infill) adalah: peningkatan kebisingan dan gangguan terhadap mamalia laut sebagai dampak turunan dari peningkatan kebisingan. Berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, kedua dampak potensial ini tidak ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH).

2.2.2.1.6 Penyelesaian Sumur (Suar/*Flaring*)

Selama pembersihan sumur (*well clean-up*) yang akan dilakukan sebelum tahap produksi, *Flaring* akan dilakukan di drilling rig (MODU) dengan peralatan Surface Well Testing (SWT) selama 24-60 jam untuk masing-masing sumur yang dibor. Laju gas yang di *Flaring* selama proses *well clean-up* dapat mencapai 130 MMSCFD. Selain hanya untuk keperluan pembersihan sumur ini, kemungkinan tidak ada kebutuhan untuk *Flaring* lainnya selama operasi pengeboran sumur gas.

2.2.2.1.7 Instalasi Fasilitas SURF ke FPSO

Komponen SURF (selain yang dipasang dari MODU, *Mobile Offshore Drilling Unit*) sistem bawah laut akan dipasang setelah pengeboran dan penyelesaian sumur (direncanakan), sebelum FPSO tertambat di lokasi. Setelah konstruksi seluruh sistem telah selesai, maka dilakukan *pre-Commissioning* dan *Commissioning*, kemudian hidrokarbon akan mulai dialirkan ke dalam sistem yaitu dimulainya *Well-Clean-Up* ke FPSO.

2.2.2.1.8 Transportasi dan Pemasangan FPSO

FPSO akan difabrikasi di galangan kapal di luar lokasi proyek (diluar Batas Wilayah Studi). Seluruh fasilitas produksi yang ada pada *topside* FPSO akan dibangun di fabrication yard. Saat ini galangan kapal tempat pabrikasi FPSO belum ditentukan dan dalam tahap kajian. Uji kelayakan (layak operasi) seluruh komponen dan fasilitas yang terdapat pada FPSO akan dilakukan di lokasi fabrikasi FPSO, termasuk uji hidrostatik (*Hydrotest*) terhadap seluruh sistem perpipaan dan tangki-tangki. FPSO yang sudah siap akan dibawa ke lokasi yang telah ditetapkan di Laut Arafura menggunakan kapal tunda.

Instalasi SURF dan *mooring* ke FPSO akan menggunakan 4 buah tongkang, 6 buah kapal tunda untuk *positioning & station keeping* FPSO, 1 buah *workboat* dan 1 buah *Anchor Handling Tug*.

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan dari kegiatan Transportasi dan Pemasangan FPSO (*Mooring*) adalah: gangguan terhadap benthos dan gangguan terhadap mamalia laut. Kedua dampak potensial ini tidak ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH).

2.2.2.1.9 Pembersihan Sumur (*Pigging*)

Sumur yang baru dibor dan dikompleksi mengandung kombinasi dari fluida pengeboran dan fluida kompleksi. Operasi pembersihan sumur dilakukan untuk menghilangkan kandungan-kandungan fluida tersebut dan kandungan serpihan sisa pengeboran.

Sumur-sumur di Lapangan Gas Abadi direncanakan akan melalui tahapan pembersihan di MODU (*Mobile Offshore Drilling Unit*). Pembersihan ke rig pengeboran atau MODU ini dilakukan setelah kompleksi tiap sumur. Kandungan fluida pengeboran dan fluida kompleksi terangkat ke MODU dan sebagian debris mungkin tidak akan terangkat ke MODU karena adanya batasan laju alir sesuai dengan kapasitas MODU. Diharapkan debris yang tidak terangkat ke MODU ini akan jatuh dan terkumpul di rat hole, dan sebagian akan terangkat ke FPSO pada saat awal produksi melalui *flowline* produksi dan riser setelah selesainya jadwal durasi aktivitas instalasi SURF, FPSO *hook up* dan *pre-Commissioning* dan *Commissioning*.

2.2.2.1.10 *Commissioning* dan *Start-Up*

Kegiatan *Commissioning* dilakukan untuk memverifikasi bahwa peralatan dan fasilitas dalam sistem berfungsi sesuai spesifikasi tanpa harus memasukkan hidrokarbon ke dalam sistem. Kegiatan berikut ini akan diselesaikan sebelum sistem masuk ke tahap *start-up*:

1. Pengujian kebocoran pada katup-katup
2. Pengujian urutan operasi sistem tanpa hidrokarbon untuk memastikan fungsinya
3. Pengujian sistem *shutdown* (PSD/ESD) untuk memastikan sistem tersebut berfungsi dengan benar
4. Identifikasi katup-katup bawah laut

Setelah kegiatan *Commissioning* selesai dilakukan maka akan diikuti dengan kegiatan *start-up* yang sudah mulai memasukkan hidrokarbon dari sumur.

Kebutuhan listrik selama tahap *Commissioning dan Start Up* akan disediakan oleh pembangkit listrik berbahan bakar diesel dan pembangkit listrik esensial berbahan bakar diesel. Mengingat lingkup kajian Andal hanya mengkaji dampak-dampak lingkungan dalam kondisi operasi normal. Kegiatan

start-up dan *Commissioning*, yang merupakan uji coba terhadap seluruh peralatan dan sistem, termasuk sebagai kegiatan operasi abnormal, sehingga tidak termasuk dalam cakupan kajian Andal.

2.2.2.1.11 Pemasangan Pipa GEP Lepas Pantai

Koridor pemasangan Pipa Gas Bawah Laut akan mengacu kepada Keputusan Menteri Kelautan dan Perikanan Republik Indonesia Nomor 14 Tahun 2021 Tentang Alur Pipa dan/atau Kabel Bawah Laut. Pemasangan pipa akan dilakukan dengan mengacu pada Peraturan Menteri Perhubungan No. 129 Tahun 2016 tentang alur pelayaran di laut dan bangunan dan/ atau instalasi di perairan.

Terdapat koridor pipa yang dikaji dari sisi aspek keselamatan melalui survei geo-hazard pada tahap Pra-FEED untuk mengidentifikasi potensi bahaya di dasar laut. Pemasangan pipa kedalaman >20 m dapat dilakukan dengan kapal pemasang khusus. Metode untuk memasang pipa bawah laut yang akan digunakan adalah metode S-lay dan/atau J-lay. Berdasarkan pada metode S-lay dan J-lay, pipa laut mengalami beban yang berbeda selama instalasi dari kapal pemasang. Beban-beban tersebut adalah tekanan hidrostatik, tarikan (*tension*) dan pembungkaman (*buckling*). Analisis instalasi dilakukan untuk mengestimasi gaya tarik minimum pada pipa untuk kurva radius yang sudah diberikan, untuk memastikan bahwa efek beban pada pipa ada dalam kriteria desain kekuatan.

1. S-lay

Metode untuk pemasangan pipa disebut S-lay karena kurva pipa yang keluar dari kapal pemasang sampai *seabed* berbentuk seperti huruf S. Pipeline difabrikasi di atas kapal dengan satu, dua atau tiga joints. Membutuhkan stinger untuk mengontrol bending bagian atas dan tensioner untuk mengontrol bagian bawah. Laut yang lebih dalam membutuhkan stinger yang lebih panjang dan tensioner yang lebih kuat. Metode S-lay dapat digunakan untuk instalasi pipa laut dalam dan laut dangkal.

2. J-lay

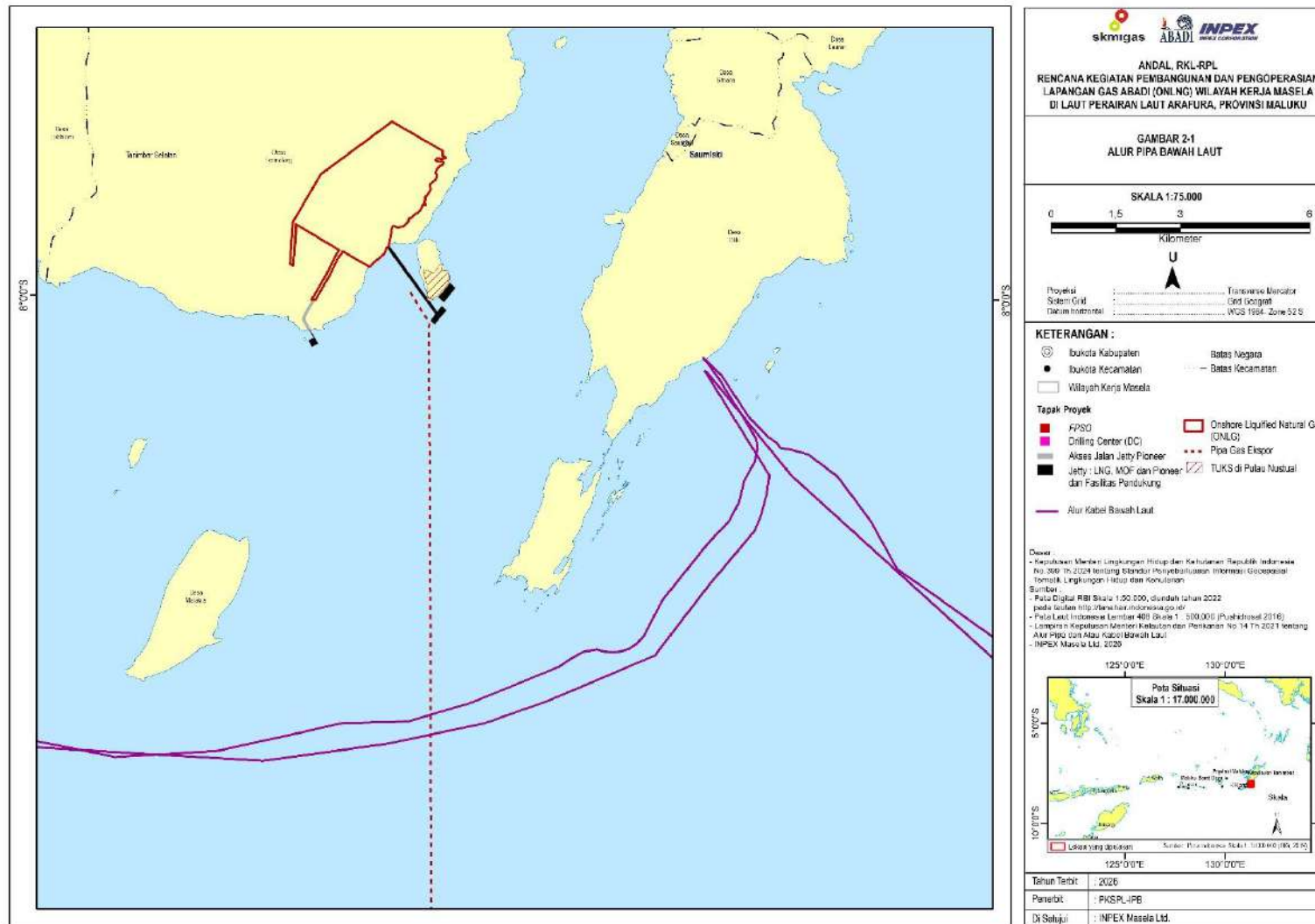
Dalam metode J-lay, kapal menggunakan sebuah menara sentral, biasanya dikonversi dari kapal pengeboran, untuk melakukan pengelasan pada posisi vertikal dan peluncuran pipa dari menara. Pipa dilepaskan dengan cara yang membentuk kelengkungan sag bending dengan menghindari overbending. Kesulitan terbesar dalam metode ini adalah untuk melakukan pengelasan vertikal, meskipun membawa keuntungan dibandingkan dengan metode S-lay untuk perairan dalam. J-Lay memiliki tingkat produksi yang relatif rendah karena terbatasnya jumlah *work station*. Metode J-Lay sangat cocok untuk perairan dalam dan tidak cocok untuk perairan dangkal.

Untuk menjaga pipa tetap stabil, maka pipa juga akan dilapisi dengan lapisan beton, yang pelaksanaannya dilakukan di *coating yard*. Fungsi utama dari sistem ini adalah sebagai pemberat untuk stabilitas pipa di dasar laut. Disamping itu untuk membuat pipa tahan terhadap *potential impact damage* dari pukulan kapal ikan, kejatuhan barang-barang dan sejenisnya, yaitu dengan cara melapisi pipa atau melindungi pipa tersebut dengan campuran beton, dengan cara seperti ini diharapkan pipa di dasar laut dapat terlindungi dari kejatuhan benda-benda seperti jangkar dan lain-lain. Pada pekerjaan pemasangan pipa bawah laut, penyesuaian pada kondisi tanah bawah laut mungkin diperlukan untuk menjamin keamanan dan stabilitas pipa di lepas pantai.

Filosofi pengoperasian Pipa Ekspor Gas (GEP, *Gas Export Pipeline*) adalah menjaga aliran gas dari FPSO ke OLENG, sesuai dengan kebutuhan Kilang OLENG. Pipa Ekspor Gas (GEP) akan dipantau di

kedua ujungnya meliputi laju aliran (*flow rate*), titik embun air dan hidrokarbon, tekanan dan temperatur untuk memastikan pipa beroperasi sesuai dengan parameter-parameter yang diharapkan. Pendeteksian kebocoran akan dipantau dengan membandingkan laju alir pada kedua ujung GEP sebagai suatu yang minimum.

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan dari kegiatan Pemasangan Pipa Ekspor Gas Bawah Laut (GEP) Lepas Pantai adalah: gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, dan gangguan terhadap transportasi laut. Hasil evaluasi terhadap dampak potensial menetapkan parameter gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat menjadi dampak penting hipotetik (DPH), dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.



Peta II-1. Alur Pipa Bawah Laut (Lampiran Keputusan Menteri Kelautan dan Perikanan Nomor 14 Tahun 2021 Tentang Alur Pipa dan/atau Kabel Bawah Laut)

2.2.2.1.12 Pemasangan Pipa GEP di Perairan Pantai- (HDD/*Trenching*)

Pada umumnya ada dua solusi utama yang diadopsi untuk pemasangan atau konstruksi pipa yang dilakukan dengan menyesuaikan kondisi tanahnya yaitu:

1. Pengeboran Terarah Horizontal (HDD – *Horizontal Directional Drilling*)
2. Penggalian Terbuka (*Trenching*)

1. Pengeboran Terarah Horizontal (HDD – *Horizontal Directional Drilling*)

Teknik Pengeboran Terarah Horizontal (HDD) tergantung pada kondisi tanah dan keseluruhan diameter pipa. Kedalaman profil yang dibor dirancang sedemikian rupa: pengeboran yang lebih dalam dapat dilakukan ketika kondisi yang akan dibor bersifat rapuh atau mudah retak atau sensitif dan untuk membantu pencegahan cairan/fluida keluar melalui lapisan atasnya. Setelah lubang penunjuk jalan selesai, lubang kemudian dapat diperbesar secara bertahap dengan alat memperbesar lubang (*reamer*) dengan diameter sekitar 40% lebih besar dari diameter pipa yang akan dipasang.

Informasi tanah yang lengkap dibutuhkan dalam penentuan metode HDD apakah sesuai atau tidak dan penyelidikan geoteknik yang terperinci di sepanjang rute yang dibor sehingga keputusan yang tepat dapat dibuat.

Pengaturan area HDD di pantai (*landfall point*) mempertimbangkan garis arah HDD, lokasi letak HDD, letak area pengelasan pipa, dan luas area penempatan tumpukan pipa sebelum ditarik ke dalam lubang yang dibor.

Tipikal rig HDD membutuhkan area kerja 60 m x 60 m untuk peralatan dan penyimpanan material. Hal ini cukup untuk memungkinkan pengeboran HDD untuk proyek ini.

Peralatan utama untuk HDD antara lain:

- Rig pengeboran (kapasitas rig disesuaikan dengan kebutuhan untuk melebarkan sepanjang 1.450 m).
- Paket daya (*Power pack*)
- Pompa lumpur
- Rak pipa bor (satu dengan derek hidrolik)
- Tangki pencampur lumpur
- Tangki penyimpanan lumpur (dan atau lubang yang digali di tanah)
- Unit pembersih lumpur
- Ruang kontrol (*control cab*)
- Generator listrik
- Alat penggali (*Excavator*)

Pipa 32 inci merupakan pipa berdiameter besar, oleh karena itu panjang pengeboran sekitar 1 km untuk pipa 32 inci dipertimbangkan dengan standar industri saat ini. Pasokan air bersih yang cukup juga diperlukan untuk mencampur fluida pengeboran.

2. Penggalian Terbuka (*Trenching*)

Dengan kondisi tanah yang sesuai, penggalian terbuka merupakan metode konstruksi yang paling sederhana dan berisiko paling rendah untuk jalur pelintasan pipa di daerah pantai. Namun dapat berdampak penting terhadap lingkungan saat berlangsungnya aktivitas pengerukan atau penggalian.

Trenching akan dilakukan dengan cara:

- Kedalaman kurang dari 12 m dilakukan dengan *excavator/backhoe dredger*.
- Kedalaman lebih dari 12 m dilakukan dengan *dredging vessel* untuk tanah keras atau *trailing hopper dredger* untuk tanah berpasir atau lumpur.



Gambar II-27. Kegiatan *Trenching*

Berdasarkan hasil pelingkupan, kegiatan HDD dan *Trenching* diidentifikasi menimbulkan dampak potensial terhadap peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun/rumput laut, dan perubahan akses ke sumber mata pencaharian (*Ecosystem Services*). Semua dampak potensial ini, melalui proses evaluasi dampak potensial, ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH) yang diprakirakan dampaknya dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.2.1.13 Pendaratan Pipa GEP ke OLNG Berdekatan dengan *Causeway*

Pendaratan pipa GEP ke OLNG direncanakan berlokasi berdekatan dengan *Causeway*. Pendaratan pipa gas ke OLNG di dekat *Causeway* dilakukan dengan cara dipendam sepanjang 2.000 m dengan metode konstruksi *Trenching* atau HDD (*Horizontal Directional Drilling*) sepanjang 650 m.

Berdasarkan pelingkupan, kegiatan pendaratan pipa gas diidentifikasi menimbulkan dampak potensial terhadap perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, kekhawatiran

masyarakat, dan harapan dan keluhan masyarakat. Melalui evaluasi dampak potensial, seluruh dampak yang ditimbulkan dari kegiatan ini ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH).

2.2.2.1.14 *Pigging, Cleaning, dan Gauging*

Gas yang akan diangkut merupakan gas berkualitas untuk dijual dengan titik embun air dan hidrokarbon di bawah kondisi dasar laut sekitar. Sebagai hasilnya, tidak ada cairan air dan hidrokarbon terbentuk pada kondisi-kondisi operasi normal pipa oleh karenanya operasi *pigging* untuk menghilangkan cairan tidak diperlukan. Namun, perlu diketahui bahwa pipa 32 inci berakhir di dalam laut di FPSO dan karenanya *pigging* akan menjadi perlu atau signifikan untuk dilakukan.

2.2.2.1.15 Pembangunan Fasilitas OLNG dan TUKS serta Pendukungnya

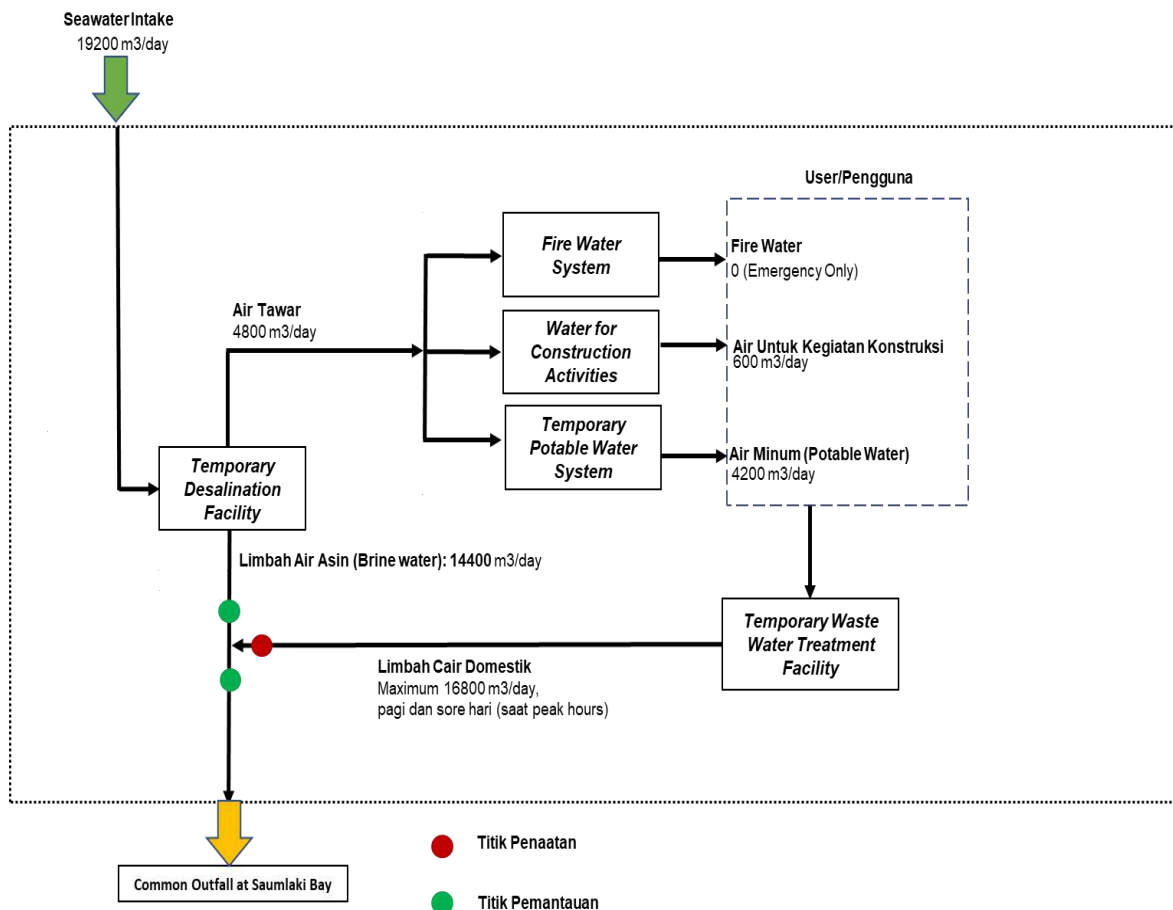
2.2.2.1.15.1 Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan *Brine Water*

Pada saat tahap konstruksi kilang OLNG, air tawar diperlukan sebagai bahan baku air minum (*portable water*) dan air utilitas untuk kebutuhan camp akomodasi dan kantor untuk tenaga kerja konstruksi, untuk keperluan konstruksi, *Hydrotest*, dan *pre-Commissioning*. Penyediaan air tawar saat konstruksi ini bersifat sementara yang diperoleh dari pengolahan air laut dengan menggunakan Fasilitas Desalinasi Sementara (*Temporary Desalination Facility*). Air laut akan diambil dari lokasi pengambilan (*intake*) yang sesuai di lokasi konstruksi kilang dan dialirkan ke lokasi Fasilitas Desalinasi Sementara. Lokasi indikatif *intake* desalinasi terletak di koordinat 07° 59' 29.616" LS dan 131° 14' 36.355" BT. Proses desalinasi air laut adalah proses mengolah air laut menjadi air tawar dengan menghilangkan kandungan TDS (garam) dari air laut. Air laut akan diolah dengan menggunakan membran atau teknologi desalinasi lainnya untuk memisahkan garam dari air. Air buangan (*reject water*) dari proses desalinasi mengandung kadar garam yang tinggi (*Brine Water* atau limbah air asin) dan akan dibuang kembali ke laut.

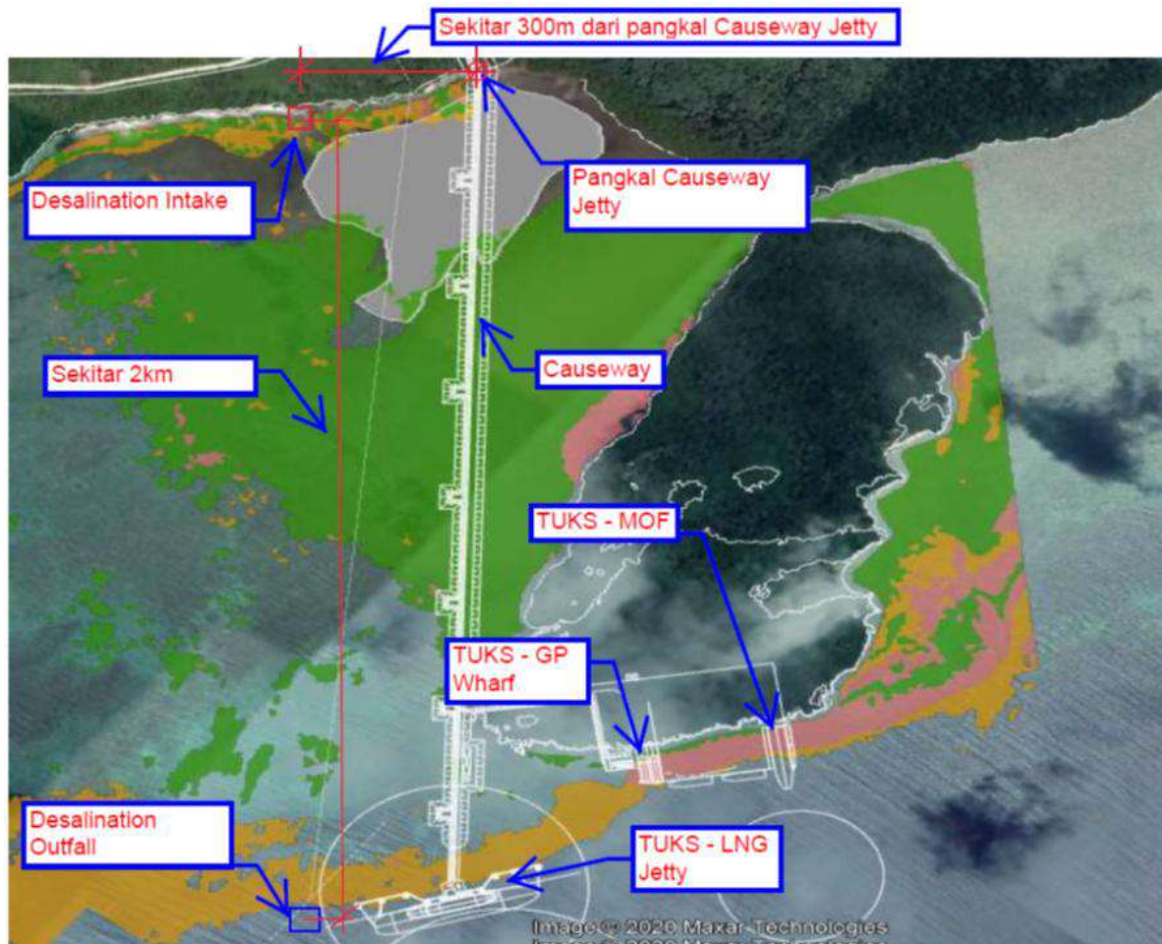
Kapasitas desain fasilitas desalinasi, sementara ini, akan memperhitungkan maksimum jumlah tenaga kerja konstruksi di lokasi Kilang OLNG. Volume total air tawar yang dibutuhkan untuk konstruksi Kilang OLNG diperkirakan sebesar 4.800 m³/hari. Untuk menghasilkan volume air tawar tersebut diperkirakan akan diperlukan 19.200 m³/hari air laut dan akan dihasilkan limbah air asin diperkirakan sebesar 14.400 m³/hari. Neraca air Kilang OLNG pada saat konstruksi ditunjukkan pada Gambar II-28.

Tidak ada pengelolaan khusus terhadap limbah air asin (*Brine Water*) yang dihasilkan dari proses desalinasi. Lokasi pembuangan limbah air asin (*Brine Water*) direncanakan untuk disatukan dengan pembuangan limbah air domestik dari kegiatan konstruksi yang sudah diolah. Lokasi titik pembuangan air limbah direncanakan berada di sekitar lokasi konstruksi TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat pada kedalaman -12 m LAT. Rencana lokasi pembuangan air limbah selama masa konstruksi Kilang OLNG (termasuk limbah air asin) ditunjukkan pada Gambar II-29.

Berdasarkan hasil pelingkupan (Tabel V-1 Bab V), pembuangan limbah air asin (*Brine Water*) dapat menyebabkan peningkatan salinitas air laut yang ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH). Peningkatan salinitas air laut ini diperkirakan penyebaran dan dampaknya dalam kajian Andal melalui pemodelan.



Gambar II-28. Neraca Air Kilang OLNG pada Tahap Konstruksi



Gambar II-29. Lokasi Pembuangan Air Limbah Pada Masa Konstruksi OLNK

2.2.2.1.15.2 Konstruksi Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya

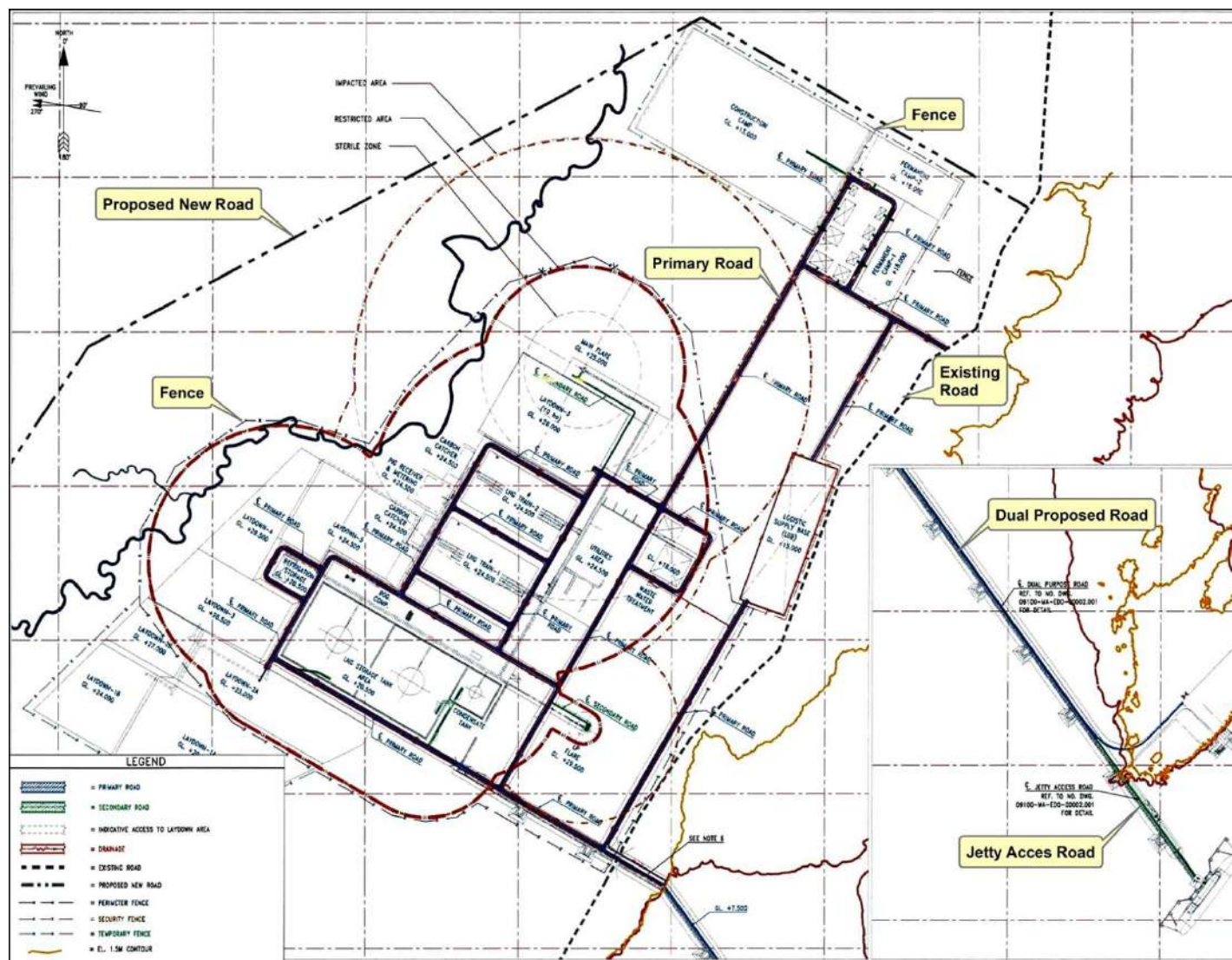
Kilang OLNG telah ditetapkan untuk memproduksi gas alam cair dan kondensat dengan bahan baku gas alam dari Lapangan Gas Abadi, Wilayah Kerja Masela, yang disalurkan melalui *Gas Export Pipeline* (GEP). Untuk merealisasikan produk gas alam cair tersebut maka diperlukan pembangunan suatu kilang dengan peralatan proses-proses yang sesuai dengan tujuan memperoleh produk-produk yang diinginkan dan didukung oleh fasilitas-fasilitas lain. Durasi konstruksi Kilang OLNG mulai dari persiapan lahan sampai *Commissioning* dan *start-up* kilang diperkirakan selama 58 bulan.

Satu kontraktor atau konsorsium EPCI akan ditunjuk untuk melaksanakan konstruksi Kilang OLNG beserta semua fasilitas pendukungnya sesuai dengan daftar unit-unit fasilitas produksi dan utilitas di Kilang OLNG seperti tercantum pada (Sub-bab 2.1.4 OLNG).

Terdapat kemungkinan beberapa komponen utama fasilitas yang akan dibangun atau difabrikasi di luar lokasi Kilang OLNG, dan dikirim ke lokasi proyek dengan menggunakan kapal tongkang (*barge*). Komponen fasilitas kilang OLNG kemudian akan dipasang dan dilakukan pengujian operasional (*Commissioning*) di lokasi proyek. Kegiatan fabrikasi di luar lokasi kilang OLNG tidak termasuk dalam lingkup studi Andal ini. INPEX akan memastikan bahwa fasilitas fabrikasi yang dipilih mempunyai izin dan persetujuan lingkungan yang diperlukan sesuai dengan peraturan yang berlaku. Detail tata letak (*layout*) dari Kilang OLNG dari hasil studi Pra-FEED tercantum dalam Gambar II-30, dan konsep tata letak rencana drainase, pagar, dan jalan tercantum dalam Gambar II-31.

Dari hasil pelingkupan (Tabel V-1 Bab V), 7 (tujuh) parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Konstruksi Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya adalah peningkatan konsentrasi partikulat (TSP, PM₁₀ dan PM_{2.5}), peningkatan kebisingan, peluang usaha lokal, perubahan tingkat pendapatan masyarakat, perubahan pola mata pencaharian masyarakat, kekhawatiran masyarakat, serta harapan dan keluhan masyarakat. Dari ketujuh dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, seluruhnya ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH) yang diprakirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.





Gambar II-31. Konsep Rencana Tata Letak Jalan, Drainase dan Pagar

2.2.2.1.15.3 Pengalihan dan Pembangunan Jalan

Jaringan jalan baru akan dibangun di sekitar lokasi OLNG. Jalan tersebut berupa jalan aspal yang terdiri dari jalan primer dan jalan sekunder yang berfungsi sebagai sarana transportasi dan akses ke semua fasilitas di dalam Kilang OLNG.

Jalan primer merupakan jalan utama di dalam dan di sekitar unit pemrosesan, area utilitas dan pekarangan, bangunan utama dan fasilitas pemuatan serta jalan akses utama ke lokasi konstruksi. Jalan primer ini berbatasan dengan jalan kabupaten eksisting atau jalan desa yang dibangun oleh pemerintah. Jalan primer terdiri dari jalan raya untuk 2 lajur dengan lebar masing-masing lajur berukuran 3 m (2x3 m) yang diapit oleh bahu jalan dengan lebar 2 m (2x2 m).

Jalan sekunder adalah semua jalan lain kecuali jalan patroli. Jalan sekunder terdiri dari jalan raya untuk 2 lajur dengan lebar masing-masing lajur berukuran 2 m (2x2 m) yang diapit oleh bahu jalan dengan lebar 1,5 m (2x1,5 m). Jalan patroli akan dibangun secara paralel sepanjang pagar perimeter batas lahan kawasan Kilang OLNG. Jalan patroli ini terdiri dari 1 lajur dengan lebar 3 m.

Sebuah jalan pengalihan yang baru akan dibangun untuk menghindari terjadinya persilangan/persimpangan antara jalan yang ada saat ini dengan jalan penghubung Kilang OLNG ke *Causeway* (*Causeway* dual purpose road). Jalan pengalihan ini akan dibangun dimulai dari batas paling utara lahan Kilang OLNG ke arah barat-barat laut dan berbelok ke arah selatan-barat daya mengikuti batas sebelah barat Kilang OLNG hingga bertemu dengan jalan yang ada saat ini yang terletak di sebelah barat laut Desa Lermatang. Panjang jalan pengalihan ini adalah sekitar 6 km dan dikategorikan sebagai jalan sekunder.

Pada awal masa konstruksi dan bersamaan dengan pembangunan TUKS Pionir (*Pioneer Jetty*), sebuah jalan baru akan dibangun untuk menghubungkan TUKS tersebut dengan lokasi konstruksi untuk mengangkut peralatan berat dan material yang berukuran besar yang didatangkan lewat laut menuju lokasi konstruksi. Panjang jalan baru yang menghubungkan TUKS Pionir dengan lokasi konstruksi adalah sekitar 4 km seperti ditunjukkan pada Gambar II-32.

Perkiraan total panjang jalan baru dan jalan pengalihan yang akan dibangun adalah sekitar 6 km sesuai dengan kelas jalan yang ada. Jalan baru yang akan dibuat diupayakan tidak melewati anak sungai, dan jika harus melewati anak sungai maka jembatan akan dibuat dengan mempertimbangkan faktor lingkungan.

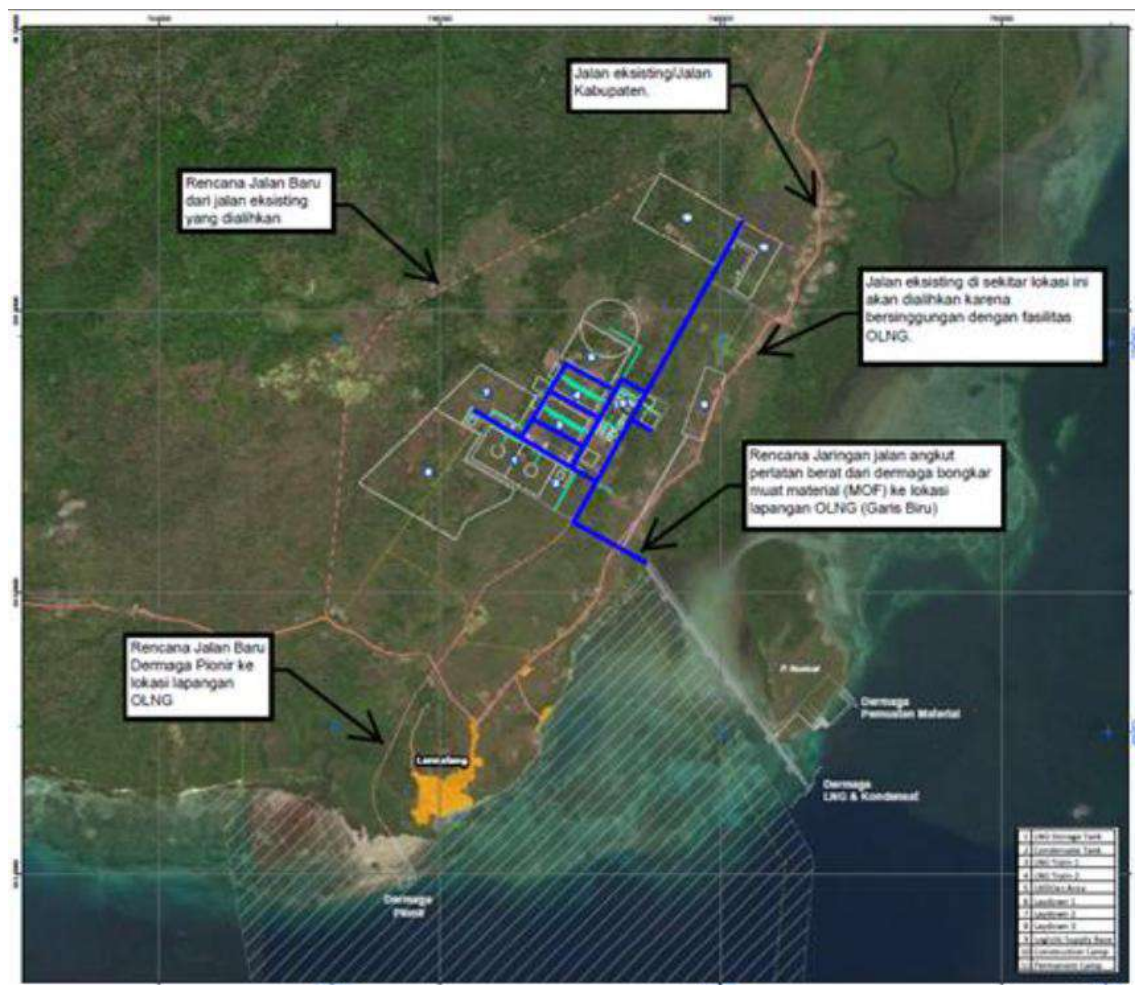
Selama masa konstruksi Kilang OLNG, sebuah jaringan jalan angkut peralatan berat (*heavy haul roads*) akan dibangun untuk mengangkut peralatan berat dan material berukuran besar yang berasal dari TUKS-Bongkar Muat (*Material Off-Loading Facility-MOF*) ke lokasi konstruksi Kilang OLNG. Jalan angkut ini akan mempunyai rute yang sama dengan jaringan jalan primer dan konstruksinya akan berupa perkerasan tanah dengan lebar 10 m dalam bentuk sub-grade. Jaringan jalan angkut peralatan berat ini ditunjukkan pada Gambar II-32.

Tiap segmen jalan akan melalui tipe ekosistem yang berbeda. Luasan setiap segmen jalan berdasarkan tipe ekosistem disajikan dalam Tabel II-19.

Tabel II-19. Luas Segmen Jalan Berdasarkan Tipe Tutupan Lahan

Tutupan Lahan	Luas Segmen Jalan (ha)
Hutan lahan kering sekunder	2,16
Hutan mangrove sekunder	0,32
Pertanian lahan kering bercampur dengan semak	1,12
Semak/belukar	4,54
Total luas tutupan lahan	8,13

Sumber: Analisis GIS dari peta lahan tahun 2018



Gambar II-32. Rencana Pengalihan dan Pembangunan Jalan

Dari hasil pelingkupan (Tabel V-2 Bab V), 11 parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Pengalihan dan Pembangunan Jalan yaitu peningkatan konsentrasi partikulat (TSP, PM₁₀ dan PM_{2.5}), perubahan pola drainase, peningkatan aliran air permukaan, peningkatan erosi tanah, perubahan lanskap, peningkatan konsentrasi TSS air permukaan, perubahan pola mata pencaharian masyarakat, perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi darat. Dari kesebelas dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, enam (6) diantaranya, yaitu peningkatan konsentrasi partikulat (TSP, PM₁₀ dan PM_{2.5}), perubahan pola mata pencaharian masyarakat, perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat,

serta gangguan terhadap transportasi darat ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.

2.2.2.1.15.4 *Commissioning dan Start Up*

Setelah kegiatan konstruksi selesai, maka terhadap fasilitas Kilang OLNG akan dilakukan *Commissioning* dan selanjutnya dilakukan proses *start-up* untuk memulai operasi kilang secara bertahap hingga kondisi normal.

Tujuan verifikasi atau *Commissioning* adalah sebagai berikut:

1. Untuk mengkonfirmasi setiap bagian dari operasi peralatan sesuai desain atau rancangan
2. Untuk memeriksa kontrol dan sistem *shutdown* keselamatan bekerja dengan baik
3. Untuk membuat *start-up* kilang seaman mungkin

Secara garis besar rangkaian kegiatan ini dibagi menjadi tiga fase:

1. *Pra-Commissioning*
2. *Commissioning* termasuk uji coba dengan gas
3. *Start-up*, diikuti dengan operasi normal

Commissioning akan melibatkan proses pengoperasian kilang LNG satu tahap pada durasi tertentu sampai operasi penuh ditetapkan. Setelah operasi penuh ditetapkan, *output* dari pabrik akan secara progresif dibawa ke kapasitas penuh untuk memastikan semua sistem berfungsi dan dapat beroperasi pada *output* maksimum. Kegiatan *Commissioning* awal akan meliputi pengujian fasilitas pembangkit listrik (penggerak mekanis menggunakan turbin gas) dan akan terjadi hingga satu tahun sebelum rencana *start-up* kilang. Ini akan membutuhkan pipa gas umpan yang telah dilakukan *Commissioning* dan siap untuk digunakan.

Kegiatan *Commissioning* utama adalah mendinginkan unit-unit proses LNG, tangki penyimpanan LNG, dan perpipaan untuk mengalirkan LNG. Proses pendinginan akan diintegrasikan secara hati-hati dengan *start-up* kilang untuk memastikan infrastruktur utama tidak mengalami tekanan termal dan guncangan akibat paparan mendadak terhadap temperatur kriogenik. Cairan refrigeran (etilen dan propana) dan LNG untuk kegiatan *Commissioning* dan *start-up* akan diimpor secara tepat waktu untuk mengurangi waktu refrigeran di tempat penyimpanan untuk meminimalkan kehilangan refrigeran yang disebabkan oleh penguapan.

Satu *train* OLNG membutuhkan 25% hingga 30% pasokan gas umpan maksimum untuk memulai *start-up*. Aliran minimum selama *Commissioning* mengurangi jumlah gas yang disuarbakarkan selama kegiatan *start-up*. Prinsip-prinsip ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*) akan diadopsi dalam mengurangi gas suar bakar selama *start-up*. Pada saat kegiatan *start-up*, pembakaran gas (*Flaring*) dibutuhkan sampai kilang dapat beroperasi secara stabil. Laju alir gas alam yang akan dialirkan ke suar-suar bakar pada saat kegiatan *start-up* adalah sebesar 252 ton/jam dengan total volume sebesar 0,25 juta ton pada tahun pertama *start-up*.

Mengingat lingkup kajian Andal hanya mengkaji dampak-dampak lingkungan dalam kondisi operasi normal, maka kegiatan *Commissioning dan Start Up* yang termasuk sebagai kegiatan abnormal, tidak masuk dalam kajian Andal. Namun, pelepasan gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan NO_x) akan dihitung sebagai total emisi gas rumah kaca dari pembakaran gas di suar bakar dan konsumsi bahan bakar selama tahap konstruksi.

2.2.2.1.15.5 Pengerukan dan Pembuangan Hasil Pengerukan

Dalam proses operasi, beberapa kapal dengan berbagai ukuran akan berlabuh di fasilitas TUKS-Bongkar Muat (MOF) dan TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat, untuk itu diperlukan kedalaman air tertentu yang sesuai dengan kebutuhan ukuran kapal yang akan berlabuh di TUKS. Sementara itu kedalaman beberapa lokasi sekitar fasilitas TUKS yang akan dibangun tidak mencukupi untuk kebutuhan tersebut, oleh karena itu di perlukan pengerukan agar kedalaman dapat tercapai. Selain itu, pengerukan juga diperlukan untuk membangun bagian dari TUKS beserta fasilitas pendukungnya, seperti jalan lintas menuju TUKS (*Causeway*). Rencana pengerukan akan dilakukan pada beberapa lokasi, yaitu di sekitar TUKS Pionir (*Pioneer Jetty /Wharf*), TUKS-Umum Multifungsi (*General Purpose Wharf/GPW*), TUKS-Bongkar Muat (*Material Offloading Facility/MOF*), *Heavy Duty Ramp*, dan *Sea Water Intake*, Jalan Lintasan (*Causeway*) ke TUKS dan di sekitar Batu Karang (*Bommies*) di depan TUKS Bongkar Muat. Semua lokasi rencana pengerukan tercantum pada Gambar II-33 dan Gambar II-34.

Kontraktor pengerukan (*Dredging*) dan penempatan hasil pengerukan (penimpunan) akan diwajibkan untuk mendapatkan semua ijin dan otorisasi yang diperlukan untuk melakukan pekerjaan ini sesuai yang diatur dalam Peraturan Menteri Perhubungan Republik Indonesia Nomor PM 125 Tahun 2018 Tentang Pengerukan dan Reklamasi. Pekerjaan pengerukan dan lokasi penempatan hasil pengerukan (penimbunan) akan memenuhi Peraturan Menteri Perhubungan Nomor 125 tahun 2018 tersebut. Perkiraan total volume pengerukan adalah 84.500 m³. Hasil pengerukan akan digunakan sebagai material timbunan untuk pembangunan jalan lintasan (*Causeway*), MOF dan Pioneer Jetty. Estimasi jumlah material pengerukan yang dihasilkan disajikan pada **Tabel II-20**.

Saat ini INPEX Masela Ltd. dengan KUPP Kelas II Saumlaki sudah melakukan peninjauan dan evaluasi rencana kegiatan pengerukan pemanfaatan hasil material pengerukan pada tanggal 22 Agustus 2025. Berdasarkan berita acara No. AL.003/1/3/UPP.SXK-25, hasil verifikasi data dan peninjauan lapangan telah terpenuhi dan KUPP Kelas II Saumlaki mendukung rencana Kegiatan Pengerukan dan Pemanfaatan Material Hasil Pengerukan untuk penimbunan pembangunan TUKS serta mendukung kegiatan AMDAL yang dilakukan oleh INPEX Masela Ltd. (**Lampiran 8**)

Tabel II-20. Estimasi jumlah material pengerukan

Area	Volume (m ³)
LNG/Condensate Berth	-
GPW	6.000
MOF	44.000
Heavy Duty Ramp	10.000
Firewater/Seawater Intake	8.300
Pioneer Wharf	8.500
Bommies	7.700
Total	84.500

Rencana kegiatan pengerukan berdasarkan fasilitas yaitu:

1) GPW/MOF/*Heavy Duty Ramp*

Pengerukan yang dibutuhkan:

- Di sekitar GPW, pengerukan hingga -9 m LAT

- b) Di sekitar MOF, pengerukan hingga -8.5 m LAT
- c) Di sekitar *Heavy Duty Ramp*, pengerukan hingga -6 m LAT
- d) Di sekitar *fire water/seawater intake*, pengerukan hingga -4 m LAT.

Semua pengerukan dilakukan dengan kemiringan keruk sekitar 1V hingga 1.5H agar tidak terjadi longsor pada saat dan setelah pengerukan dilakukan.

2) Struktur TUKS Pionir (*Pioneer Jetty /Wharf*)

Pengerukan yang dibutuhkan:

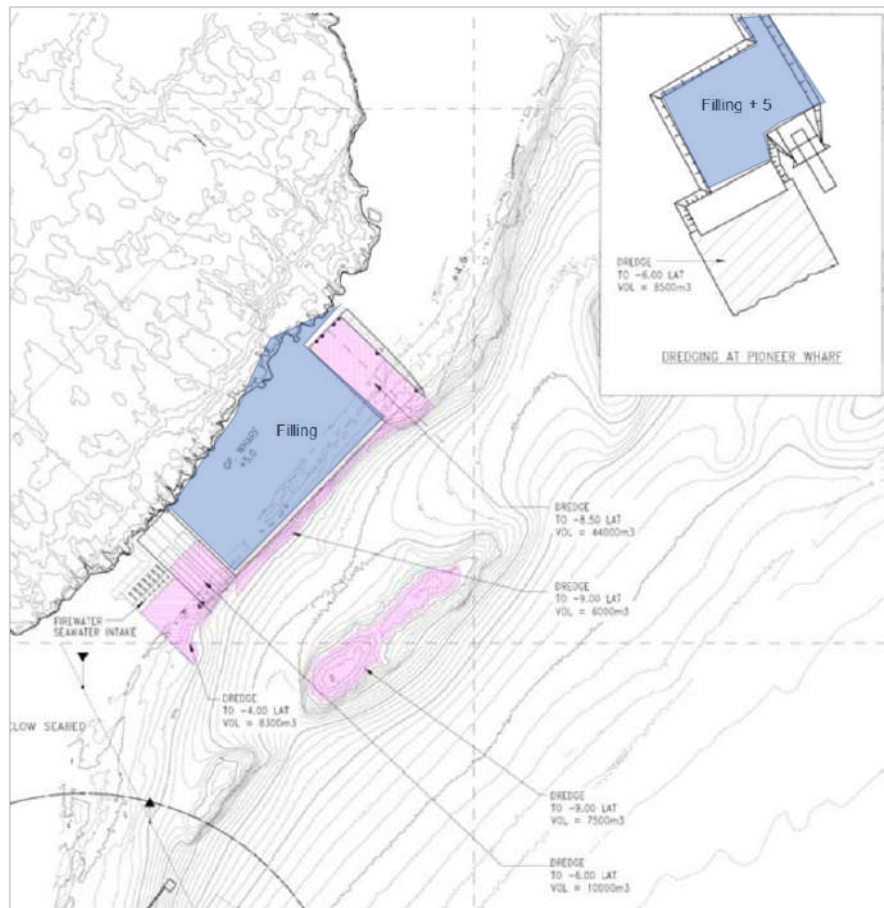
- a) Di depan *Pioneer Wharf*, pengerukan hingga -6 m LAT
- b) *Pioneer Wharf sunken barge pad*, pengerukan hingga -1.5 m LAT
- c) *Pioneer ramp*, pengerukan hingga -1 m LAT.

Semua pengerukan dilakukan dengan kemiringan keruk sekitar 1V hingga 1.5H agar tidak terjadi longsor pada saat dan setelah pengerukan dilakukan.

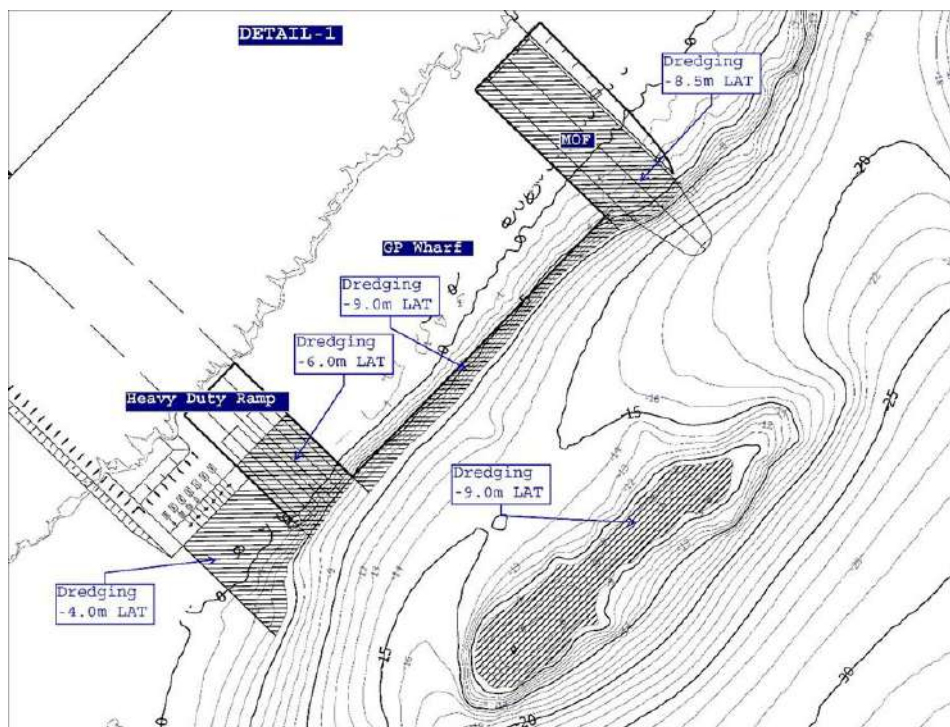
Fasilitas ini dibuat untuk melayani kebutuhan arus lalu lintas sementara untuk tenaga kerja dan material pada saat awal pekerjaan konstruksi fasilitas OLNG dimulai.

3) Pengerukan Batu Karang (*Bommies*)

Pengerukan Batu Karang (*Bommies*) di depan TUKS-Bongkar Muat (MOF) akan dilakukan hingga kedalaman -9 m LAT.



Gambar II-33. Rencana Lokasi Pengerukan di Sekitar Seluruh Fasilitas TUKS



Gambar II-34. Batimetri dan Kedalaman Pengerukan pada masing-masing Jenis TUKS yang akan Dibangun

Metode Pengerukan

Sebuah *Marine Backhoe Dredger* (BHD) yang cocok dengan berbasis air stasioner *excavator* dipasang khusus pada meja Ponton, pengerukan berputar akan didukung dengan tongkang untuk memindahkan bahan pengerukan.

Untuk perairan dangkal, pengerukan akan menggunakan kapal keruk backhoe di tongkang. Metodologi pengerukan dan kegiatan konstruksi kelautan akan dikembangkan oleh subkontraktor spesialis kelautan. Estimasi waktu pengerukan kurang lebih 3 bulan.

Dari hasil pelingkupan (Tabel V-2 Bab V), 8 (delapan) parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Pengerukan dan Pembuangan Hasil Pengerukan adalah peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut. Dari kedelapan dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, empat (4) diantaranya, yaitu peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut ditetapkan sebagai Dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal. Dispersi TSS pada lokasi pengerukan dan penempatan hasil pengerukan akan dimodelkan untuk memprakirakan dampaknya.

2.2.2.1.15.6 Pembangunan Jalan Lintasan (*Causeway*) ke TUKS

Jalan lintasan (*Causeway*) ke TUKS diperlukan untuk menghubungkan arus lalu lintas dari fasilitas Kilang OLNG di darat ke fasilitas TUKS-Demaga Pemuatan Material (MOF) dan TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat serta platform pemuatan. Jalan lintasan ke TUKS ini juga menyediakan rute yang efisien untuk koridor pipa antara tangki penyimpanan LNG dan kondensat di darat dan platform pemuatan. Ini juga akan memungkinkan kendaraan utilitas, kendaraan derek, dan personel mengakses platform pemuatan. Semua area lalulintas dan penutup lubang masuk ke drainase dirancang untuk membawa beban yang terdistribusi secara merata sebesar 4,8 kPa.

Jalan lintasan (*Causeway*) ke TUKS dibuat berupa struktur gundukan dengan bahan pengisi yang berasal dari pekerjaan darat dan *dredging*. Jika koral dan batuan yang sesuai tidak tersedia, maka coran beton akan dipasang.

Jalan Lintasan (*Causeway*) ke TUKS

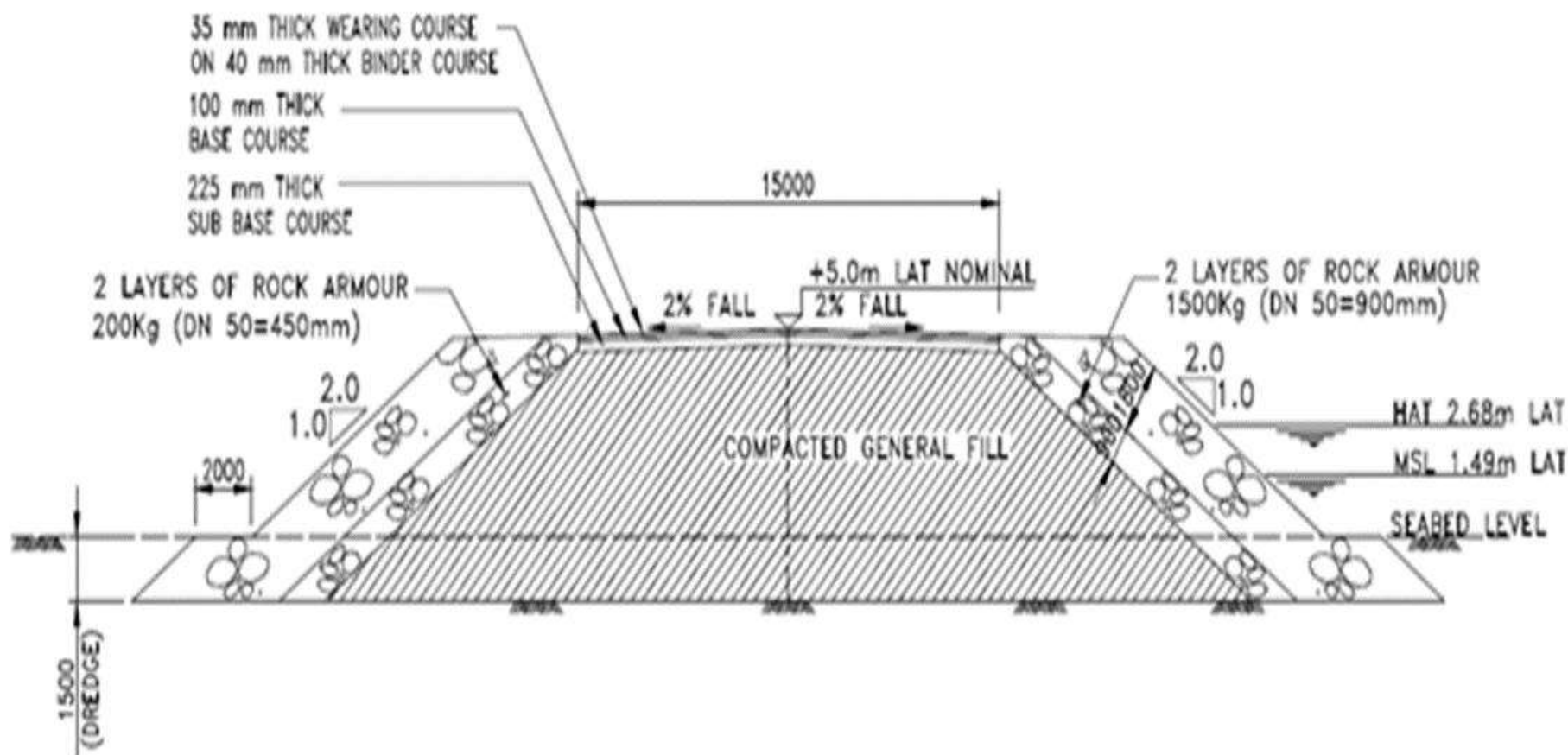
Jarak Kilang OLNG ke pantai kira-kira 2 km. Lebar jalan Lintasan (*Causeway*) terbagi menjadi dua (2) bagian, yaitu jalan akses dari pantai ke TUKS-Bongkar Muat (GP Wharf/MOF) adalah 15 m untuk mengakomodasi operasi lalu lintas dan memuat jaringan pipa, dan lebar jalan 6 m untuk jalan akses dari persimpangan TUKS-Bongkar Muat (GP Wharf/MOF) menuju zona transisi ke Jembatan Pipa (*Trestle Bridge*).

Berdasarkan rencana awal dari Pra-FEED, jaringan pipa dari jalan Lintasan (*Causeway*) ke Jembatan Pipa (*Trestle Bridge*) akan ditanam di bawah tanah dengan menggunakan gorong-gorong beton. Pembangunan *Causeway* diperkirakan berlangsung selama maksimum dua (2) tahun. Rencana tipikal konstruksi *Causeway* tercantum pada Gambar II-35.

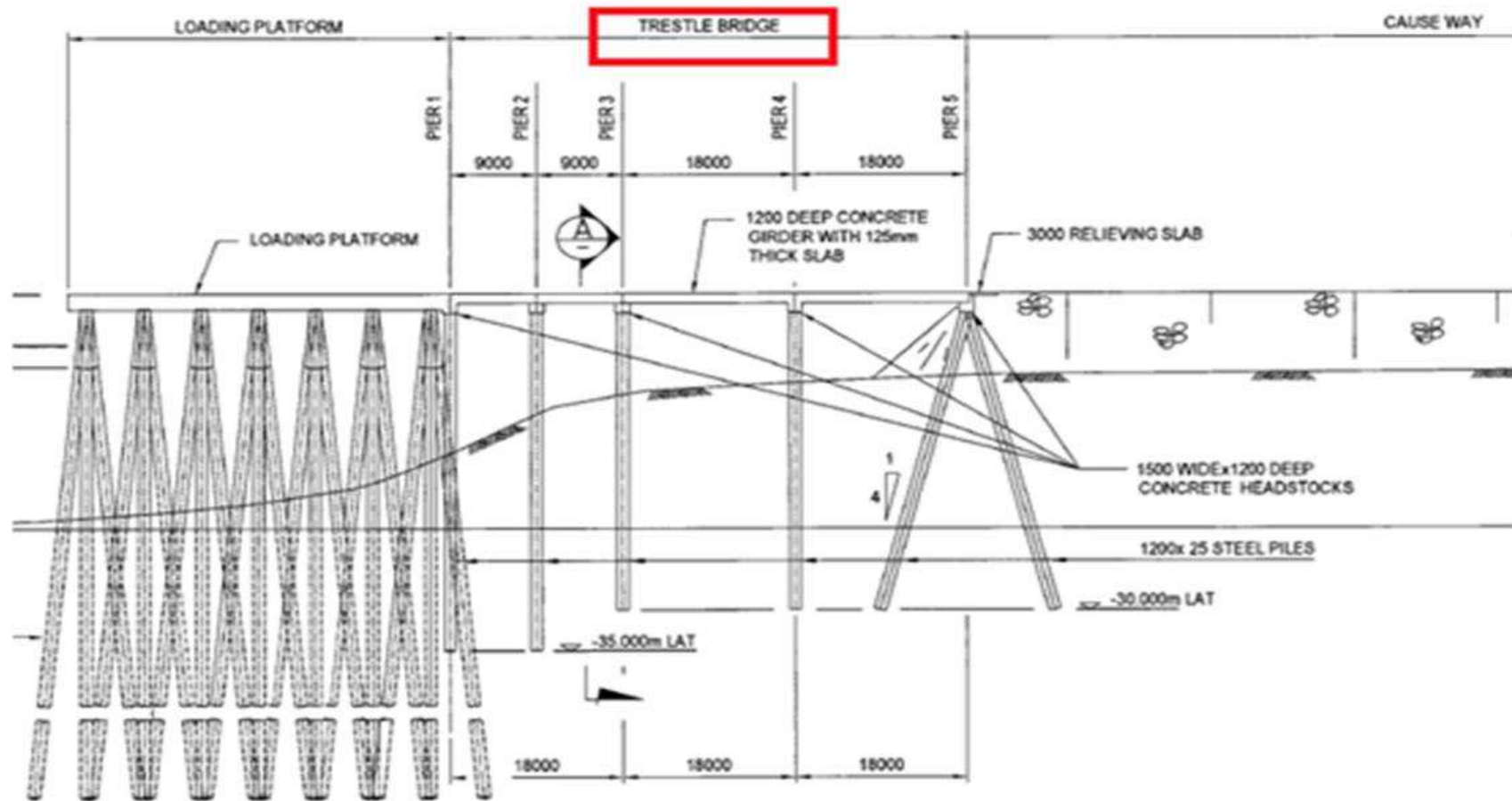
Jembatan Pipa (*Trestle Bridge*)

Jembatan Pipa untuk transisi struktur dari jalan Lintasan ke TUKS (*Causeway*) ke TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat (LNG and Condensate Loading Jetty /Loading Platform) telah dirancang pada saat Pra-FEED, dengan panjang jembatan sekitar 54 m, menggunakan struktur beton dengan tiang pancang sebagai pendukung strukturnya. Jalan akses sekitar 4,5 m dan disediakan jalur pipa selebar 6 m. Rencana tipikal konstruksi *Trestle Bridge* seperti tercantum pada Gambar II-36.

Dari hasil pelingkupan, 10 parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Pembangunan Jalan Lintasan (*Causeway*) ke TUKS adalah peningkatan kebisingan, peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap mangrove, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut. Dari kesepuluh dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, sembilan (9) diantaranya, yaitu peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan mangrove, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.



Gambar II-35. Rencana Tipikal Konstruksi Causeway



Gambar II-36. Rencana Tipikal Konstruksi Jembatan Pipa (*Trestle Bridge*)

2.2.2.1.15.7 Pembangunan TUKS-Bongkar Muat (MOF), TUKS-Pionir, TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya, pembangunan TUKS diperlukan untuk berbagai aktivitas pelabuhan seperti bongkar muat peralatan dan tempat berlabuh beberapa jenis kapal yang datang untuk keperluan Kilang OLNG baik pada saat konstruksi maupun pada saat tahap operasi.

Fasilitas-fasilitas TUKS yang akan dibangun untuk keperluan operasi Kilang OLNG adalah sebagai berikut (Lihat Gambar II-37):

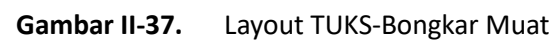
- a. TUKS Pionir (*Pioneer Jetty*), merupakan TUKS pertama yang dibangun pada tahap awal konstruksi. TUKS ini berfungsi sebagai tempat bersandar kapal kecil sampai sedang (*Barge*), yang membawa material dan peralatan konstruksi, terutama pasir dan kerikil untuk pembuatan campuran beton. Kedalaman minimum untuk tempat bersandar (*Berthing Pocket*) untuk TUKS perintis adalah -6 m LAT. Sebelum TUKS pionir selesai dibangun, material untuk kebutuhan konstruksi awal akan dikirim dengan kapal LCT yang bisa mendarat langsung di pantai atau melalui Pelabuhan Saumlaki dan dilanjutkan dengan kendaraan truk menuju lokasi konstruksi. Tata letak TUKS pionir disajikan pada Gambar II-38.
- b. TUKS-Bongkar Muat, TUKS ini terdiri dari beberapa bagian:
 1. TUKS-Bongkar Muat (*Material Offloading Facility/MOF*), yaitu TUKS yang berfungsi untuk bongkar muat peralatan dan material dari kapal besar berukuran sampai 20.000 DWT. Kedalaman minimum untuk tempat bersandar (*Berthing Pocket*) untuk MOF sekitar -9 m LAT.
 2. TUKS-Umum Multi Fungsi (*General Purpose Wharf*), yaitu TUKS yang berfungsi untuk pemuatan bahan bakar, kargo dan transportasi tenaga kerja. Kedalaman minimum untuk tempat bersandar (*Berthing Pocket*) untuk GP Wharf adalah sekitar -8.5 m LAT.
 3. *Heavy Duty Ramps*, adalah struktur penghubung dari pelabuhan ke kapal LCT yang akan bersandar untuk bongkar muat material. Kapal LCT yang dapat bersandar dengan ukuran sampai 2000 DWT, dan Barge dengan ukuran sampai 10.000 DWT. Kedalaman minimum untuk tempat bersandar (*Berthing Pocket*) untuk *Heavy Duty Ramps* adalah sekitar -6 m LAT.

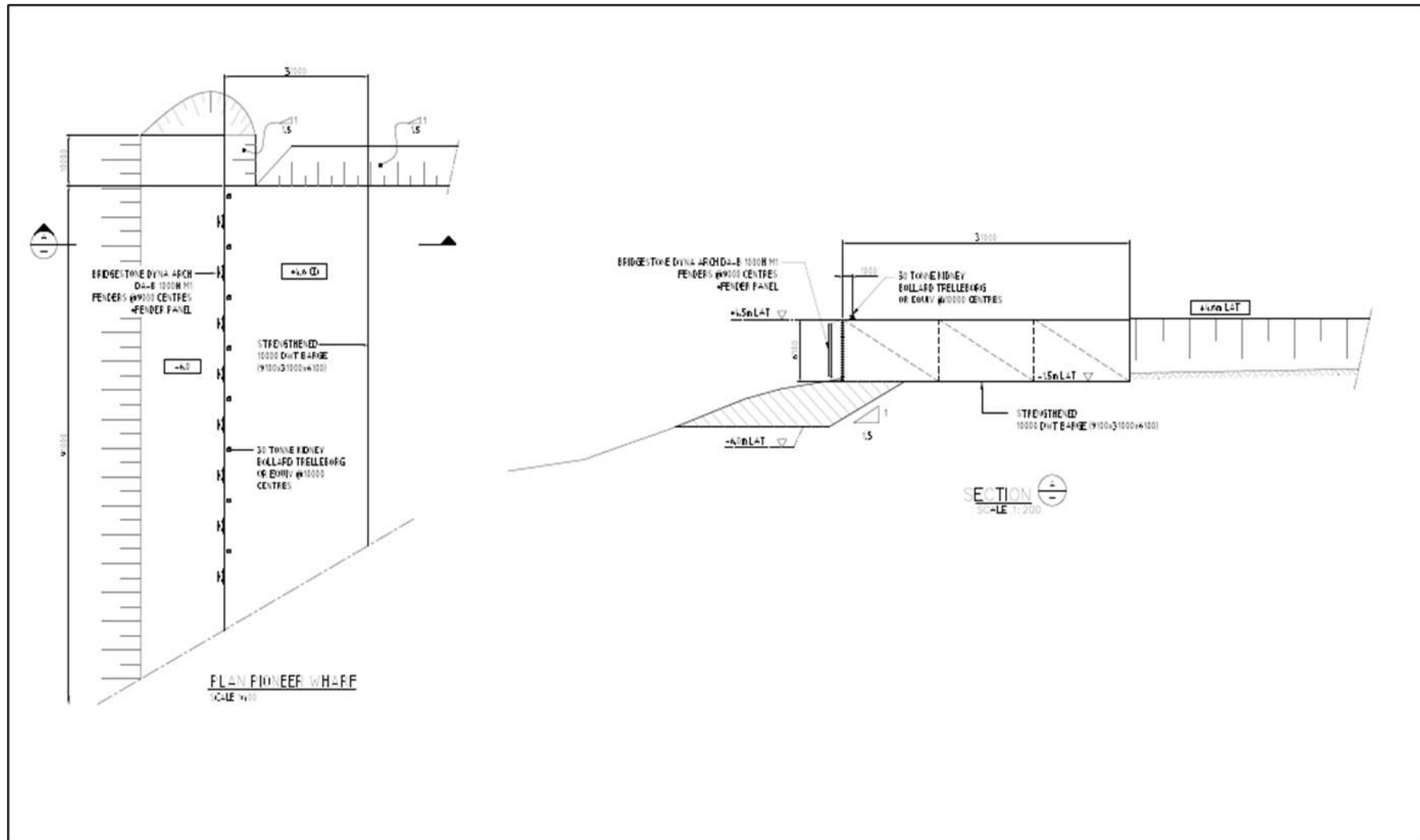
Konstruksi TUKS Bongkar Muat (MOF) akan dilakukan bersamaan dengan dimulainya pekerjaan konstruksi Kilang OLNG setelah TUKS Pionir selesai. TUKS Pemuatan ini diperlukan untuk pengiriman peralatan-peralatan kilang yang besar seperti kolom *absorber*, turbin gas dan *vessel*.

- c. TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat (*LNG and Condensate Loading Jetty*), merupakan TUKS yang akan digunakan di masa operasi Kilang LNG untuk pemuatan dan ekspor produk LNG dan Kondensat. Kedalaman minimum untuk tempat bersandar (*Berthing Pocket*) untuk TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat adalah sekitar -18 m LAT.

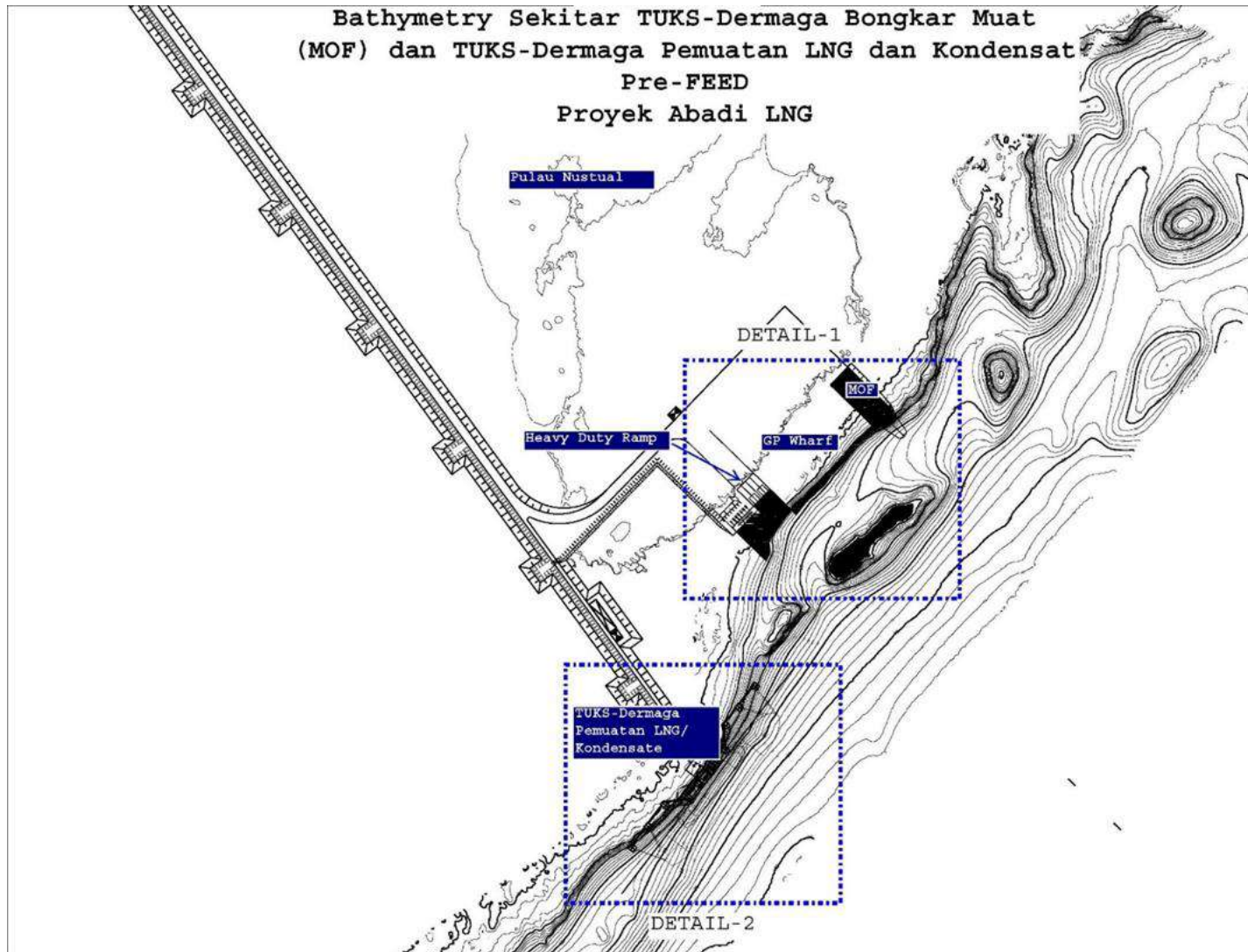
Dari hasil pelingkupan (Tabel V-2 Bab V), 10 parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh kegiatan Pembangunan TUKS-Pemuatan Material MOF (MOF), TUKS Pionir, TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat yaitu peningkatan kebisingan, peningkatan konsentrasi TSS air laut, gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap mangrove, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut. Dari kesepuluh dampak potensial tersebut berdasarkan hasil evaluasi terhadap

dampak potensial, empat (4) diantaranya, yaitu gangguan terhadap benthos, gangguan terhadap mangrove, gangguan terhadap habitat terumbu karang, gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.

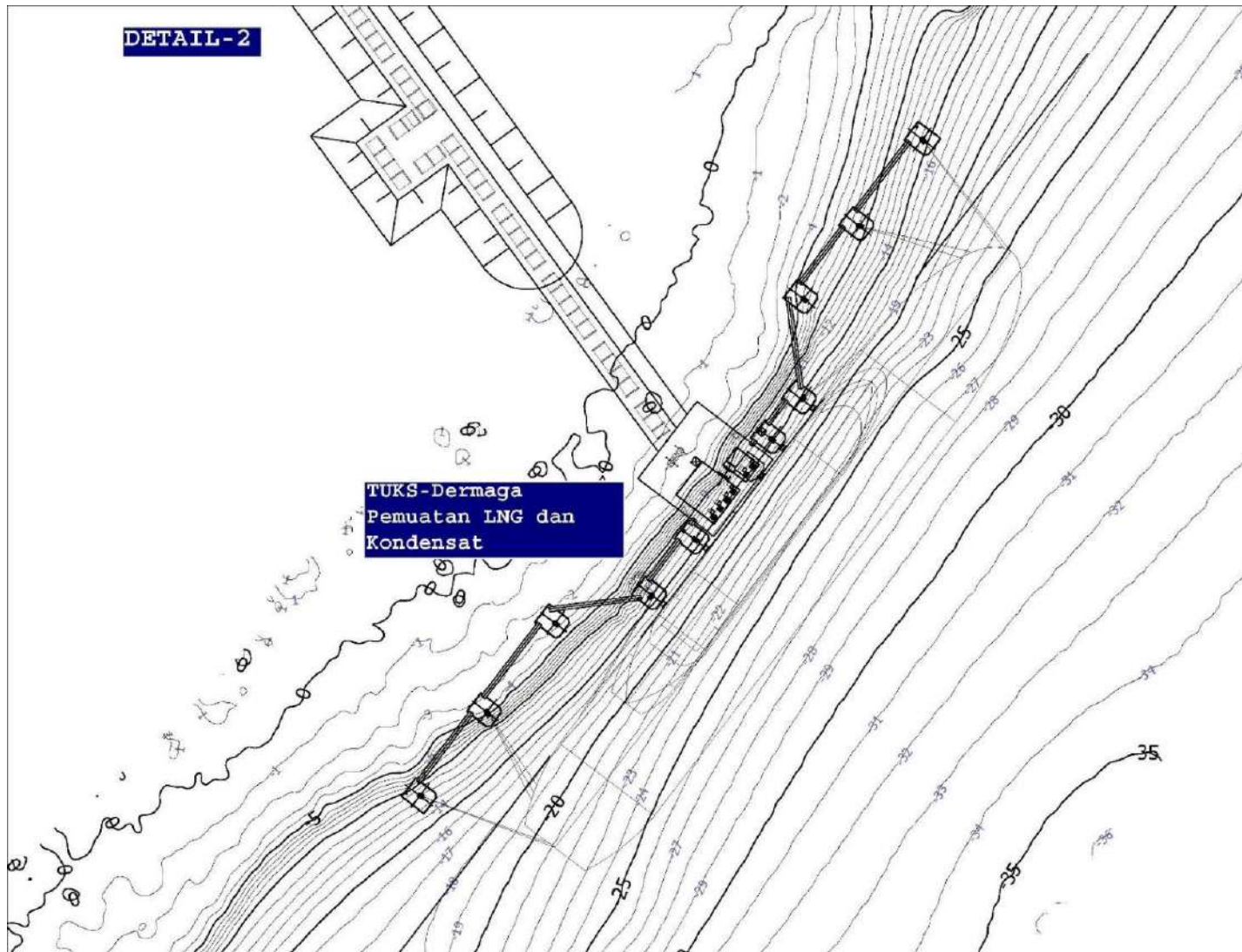




Gambar II-38. Layout TUKS-Pionir



Gambar II-39. Batimetri di Sekitar TUKS-Bongkar Muat (MOF) dan TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat



Gambar II-40. Batimetri dan Posisi TUKS-Pemuatan LNG dan Kondensat

2.2.2.1.16 Konsumsi Bahan Bakar

OLNG

Selama konstruksi Kilang OLNG, bahan bakar diesel diperlukan untuk Pembangkit Listrik Diesel Sementara (*Temporary Diesel Generator*), peralatan berat, *crane*, dan kendaraan-kendaraan untuk kegiatan konstruksi. Kebutuhan bahan bakar diesel untuk konstruksi Kilang OLNG akan disimpan dalam Tangki Penyimpanan Diesel Sementara di darat (di lokasi konstruksi) dan di kapal *barge*. Untuk penyimpanan di darat, bahan bakar diesel diterima dari kapal pemasok melalui sambungan selang yang disediakan di TUKS atau dari truk pemasok diesel apabila melalui jalur darat. Tangki Penyimpan Diesel Sementara akan dilengkapi dengan *secondary containment*, sementara peralatan penanggulangan tumpahan minyak akan disediakan untuk penyimpanan bahan bakar diesel di kapal *barge*. Konsumsi bahan bakar diesel selama masa konstruksi Kilang OLNG diperkirakan sebesar 3.000 m³/bulan dan total kapasitas penyimpanan sebesar 3.000 m³.

Parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial melalui proses pelingkupan oleh konsumsi bahan bakar (pembakaran minyak diesel) adalah peningkatan konsentrasi SO₂, NO_x, dan CO, peningkatan emisi CO₂, CH₄ dan N₂O, peningkatan konsentrasi TPH pada tanah dan peningkatan konsentrasi minyak dan lemak air laut oleh kemungkinan ceceran minyak saat pemindahan minyak diesel. Dari keempat dampak potensial tersebut, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, hanya peningkatan emisi gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan N₂O) yang ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH). Peningkatan emisi gas rumah kaca (GRK) akan dihitung sebagai total emisi GRK dari sumber-sumber lainnya selama tahap konstruksi berlangsung. Emisi Gas Rumah Kaca, oleh karena sifatnya yang mempunyai efek global, maka tidak diperkirakan dampaknya dalam prakiraan dampak pada Bab VI, namun dilakukan estimasi emisi total GRK dari kegiatan yang berpotensi mengemisikan GRK.

Beberapa prosedur pencegahan pencemaran udara, tanah dan air laut antara lain pemasangan tanggul (*secondary containment*) pada sekeliling tangki-tangki penyimpanan bahan bakar, pemakaian kendaraan yang lolos uji emisi (sesuai persyaratan peraturan dan sesuai persyaratan perusahaan), penggunaan pembangkit listrik tenaga diesel low NO_x (dilengkapi dengan converter) dan mempersiapkan rencana tanggap darurat untuk tumpahan minyak (garis besar Rencana Tanggap Darurat tercantum pada Butir E).

2.2.2.1.17 Pengolahan Limbah

2.2.2.1.17.1 Pembuangan Serbuk dan Lumpur Bor

Kontraktor lumpur bor akan diwajibkan untuk menyediakan jenis lumpur yang sesuai dan lulus uji toksisitas. Sumur akan dibor dengan menggunakan *Water Based Mud* (WBM) dan *Synthetic Based Mud* (SBM). Kurang lebih 35.000 bbls lumpur bor dan 4.000 bbls serbuk bor diperkirakan dihasilkan dan akan dibuang dari masing-masing sumur.

Kedalaman laut pada lokasi sumur pengeboran adalah 600 m di bawah permukaan laut. Pengeboran pada lubang 36" dan 26" akan menggunakan air laut, lalu lumpur dan serbuk bor pada tahap ini dikumpulkan dan dibawa ke darat untuk diserahkan kepada pihak ketiga yang memiliki izin dari KLH.. Sementara itu, dari lubang pengeboran 17-1/2", 12-1/4", dan 8-1/2" lumpur dan serbuk bor akan dibuang terpisah setelah dilakukan pengolahan di atas Rig. Pada lubang bor 12-1/4" yang menggunakan jenis lumpur SBM, lumpur bor tidak dibuang melainkan digunakan kembali untuk pengeboran sumur berikutnya. Sisa lumpur bor akan dibawa ke darat dan dikembalikan kepada

Kontraktor penyedia lumpur. Serbuk bor dari jenis lumpur SBM pada lubang bor 12-1/4" akan diuji nilai TPH nya terlebih dahulu, mengingat kegiatan pengeboran dilaksanakan pada tahun 2025 dan harus memiliki nilai 0%. Jika dari hasil analisis nilai TPH melebihi 0%, maka serbuk bor akan dikumpulkan dan dibawa ke darat untuk diserahkan kepada pihak ketiga yang memiliki izin dari Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan untuk dikelola lebih lanjut. Skenario pembuangan lumpur bor dan serbuk bor (tipikal pada seluruh sumur) disajikan pada Tabel II-21.

Tabel II-21. Skenario Pengelolaan Lumpur Bor dan Serbuk Bor Jenis WBM dan SBM

Ukuran Selubung Pengeboran	Interval Kedalaman (m)	Kedalaman Sumur (m)	Jenis Lumpur Bor	Jenis Limbah	Volume (m ³)	Debit (m ³ /jam)	Metode Dumping
36"	600-700	100	Sea Water	Serbuk Bor	79	28,3	jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS
				Lumpur Bor	283		
26"	700-1100	400	Sea Water	Serbuk Bor	184	40,1	jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS
				Lumpur Bor	851		
17-1/2"	1100-2550	1450	WBM Water Based Mud	Serbuk Bor	302	2,7	jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS
				Lumpur Bor	2293	20,3	
12-1/4"	2550-3700	1150	SBM Synthetic Based Mud	Serbuk Bor	105	1,3	jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS, atau jika nilai TPH > 0 %, dibawa ke shore base dan diserahkan kepada pihak ketiga berizin untuk dikelola lebih lanjut sebagai limbah B3.
				Lumpur Bor	-	-	Tidak dibuang dan digunakan kembali pada pengeboran sumur lainnya dan sisanya di bawa ke darat dan

Ukuran Selubung Pengeboran	Interval Kedalaman (m)	Kedalaman Sumur (m)	Jenis Lumpur Bor	Jenis Limbah	Volume (m ³)	Debit (m ³ /jam)	Metode Dumping
							diserahkan kepada kontraktor penyedia lumpur.
8-1/2"	3700-3900	200	WBM Water Based Mud	Serbuk Bor	27	0,7	jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS
				Lumpur Bor	2110	52,3	

Sumber: INPEX Masela, LTD., 2021

Limbah pengeboran (lumpur bor bekas dan serbuk bor bekas) jika nilai TPH: 0%, akan dimanfaatkan sebagai material penimbunan untuk pembangunan TUKS.

2.2.2.1.17.2 Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)

Air limbah selama kegiatan pengeboran dan air limbah dari kapal pengeboran mencakup air yang terkontaminasi minyak dan bahan kimia lainnya (drainase dari *deck*, ruang mesin kapal, dan lainnya) dan air limbah *sewage*. Seluruh limbah yang dihasilkan selama pengeboran akan dikelola sesuai Permen LH 19 tahun 2010 dan MARPOL 73/78 *Annex I* (pencegahan pencemaran minyak dan air terkontaminasi minyak) dan *Annex IV* (pencemaran oleh *sewage*). Uraian mengenai air limbah utama dan pengelolaannya selama kegiatan pengeboran dan dari kapal pengeboran dijabarkan berikut ini:

1. Drainase permukaan dari dek (*rig deck*). Drainase dek dari area yang tidak terkontaminasi akan dikumpulkan dan dibuang secara langsung ke laut. Air limpasan dari bekas pencucian peralatan (*equipment washdown water*), terkontaminasi tumpahan solar, bahan kimia, atau pelumas yang mungkin terjadi akan dialirkan ke *skimmer* tank untuk dikumpulkan dan dikelola lebih lanjut. Pengelolaan air yang terkontaminasi minyak dan bahan kimia akan memenuhi ketentuan Permen LH 19 tahun 2010 dan *Annex I* MARPOL 73/78.
2. Limbah *sewage* - Anjungan (*rig*) pengeboran dan kapal-kapal pendukung yang diawaki akan menghasilkan limbah *sewage* yang akan diolah dalam instalasi pengolahan biologis dan diklorinasi sebelum dibuang ke laut. Pengolahan dan pembuangan air limbah ini akan memenuhi persyaratan yang diatur dalam Permen LH No. 19 tahun 2010 dan *Annex IV* MARPOL 73/78.

Air limbah yang dihasilkan selama kegiatan konstruksi, *pre-Commissioning* dan *Commissioning* Kilang OLNG terutama adalah air limbah domestik yang akan diolah di Fasilitas Pengolahan Air Limbah Sementara (*Temporary Waste Water Treatment Facility*). Kapasitas desain fasilitas pengolahan air limbah akan memperhitungkan jumlah maksimum tenaga kerja konstruksi yang akan berada di lokasi kilang OLNG. Perkiraan laju alir maksimum dari Fasilitas Pengolahan Air Limbah Sementara adalah sebesar 700 m³/jam. Pengolahan air limbah dilakukan untuk memastikan keluaran (*effluent*) dari fasilitas pengolahan air limbah ini telah memenuhi baku mutu air limbah domestik sesuai Permen LH No. 19 tahun 2010, sebelum dibuang ke laut.

Air limbah selama kegiatan instalasi FPSO terutama adalah limbah *sewage* dan air limbah terkontaminasi minyak. Limbah *sewage* akan dikumpulkan dan diolah di Fasilitas Pengolahan Air Limbah *sewage* sesuai ketentuan dan persyaratan yang diatur dalam PermeLH No. 19 tahun 2010 dan *Annex IV MARPOL 73/78*. Kapasitas pengolahan *sewage* (air limbah domestik) di FPSO adalah sebesar 30 liter/menit. Sedangkan air limbah terkontaminasi minyak akan dikumpulkan dan diolah sesuai ketentuan Permen LH No. 19 tahun 2010 dan *Annex I MARPOL 73/78*. Konsentrasi minyak dan lemak yang boleh dibuang setelah air terkontaminasi minyak diolah adalah tidak melebihi 15 mg/L.

Pengolahan dan pembuangan air limbah (limbah domestik, limbah berminyak dan limbah terkontaminasi) akan dilakukan sesuai dengan kajian teknis kegiatan pembuangan air limbah di O LNG dan FPSO yang telah mendapatkan persetujuan dari Direktorat Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Pesisir dan Laut, Direktorat Jenderal Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Lingkungan, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL.1/9/2021 pada tanggal 30 September 2021 (**Lampiran 10**).

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh Pembuangan Air Limbah adalah terhadap parameter-parameter kualitas air laut sebagai berikut: peningkatan konsentrasi minyak dan lemak (total hidrokarbon), peningkatan TSS, peningkatan klorin bebas, peningkatan konsentrasi sulfida, penurunan konsentrasi DO, peningkatan konsentrasi BOD, COD dan TOC, dan peningkatan konsentrasi fosfat ($\text{PO}_4\text{-P}$) dan Nitrat ($\text{NO}_3\text{-N}$). Ketujuh dampak potensial tersebut, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, tidak ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), oleh karena pengelolaan air limbah akan dan harus dilakukan dengan memenuhi ketentuan-ketentuan seperti tersebut di atas. Namun demikian, penyebaran dan intensitas dampaknya sebagai dampak sisa (*residual impacts*) tetap dikaji dalam Andal melalui pemodelan.

2.2.2.1.17.3 Pengelolaan Air *Ballast*

Sistem air *ballast* FPSO dirancang terpisah dan independen dari tangki kargo kondensat untuk menghindari potensi kontaminasi silang dan pembuangan hidrokarbon ke laut. Sistem pengambilan sampel hidrokarbon akan disediakan dalam tangki air *ballast* FPSO untuk mendeteksi kontaminasi hidrokarbon yang tidak disengaja. Detektor hidrokarbon akan dipasang di jalur pompa pembuangan pada tangki *ballast* FPSO yang terletak berdekatan dengan tangki kargo.

Pengelolaan air *ballast* akan mengikuti ketentuan *International Convention for the Control and Management of Ships' Ballast Water and Sediments (Ballast Water Management Convention or BWM Convention)* Tahun 2004 oleh IMO (*International Maritime Organization*) yang mulai berlaku efektif sejak September 2017 yang telah diratifikasi melalui Peraturan Presiden Republik Indonesia No. 132 Tahun 2015 tentang Pengesahan Konvensi Internasional untuk Pengendalian Air *Ballast* dan Sedimen dari Kapal, 2004; Peraturan Pemerintah No. 21 Tahun 2010 tentang Perlindungan Lingkungan Maritim (Pasal 5 dan Pasal 6); Peraturan Menteri Perhubungan No. PM 29 Tahun 2014 tentang Pencegahan Pencemaran Lingkungan Maritim (Bagian Kedua, Paragraf 3, Pasal 48-50).

Pengolahan dan pembuangan air limbah (Ballast) akan dilakukan sesuai dengan kajian teknis kegiatan pembuangan air limbah di O LNG dan FPSO yang telah mendapatkan persetujuan dari Direktorat Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Pesisir dan Laut, Direktorat Jenderal

Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Lingkungan, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL.1/9/2021 pada tanggal 30 September 2021 (**Lampiran 10**).

Hasil pelingkupan menunjukkan dampak potensial yang diidentifikasi adalah introduksi spesies eksotik biota laut, namun oleh karena pengelolaan air *ballast* akan dan harus dilakukan sesuai ketentuan-ketentuan tersebut diatas, maka berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial – introduksi spesies biota laut tidak ditetapkan sebagai DPH.

2.2.2.1.17.4 *Hydrotest* dan Pembuangan Air *Hydrotest*

GEP

Uji *Hydrotest* terhadap seluruh jaringan sistem Pipa Gas Ekspor (GEP) akan dilakukan untuk mengetahui kekuatan pipa dan mencegah kebocoran dimasa yang akan datang sebelum GEP siap untuk digunakan. Volume air yang diperlukan untuk pengujian hidrostatik Pipa Gas Ekspor adalah sekitar 100.000 m³ yang akan digunakan sampai proses pengujian *Hydrotest* selesai dilakukan. *Hydrotest pond* yang dilengkapi dengan material geotextile atau bahan lain yang setara kemungkinan akan digunakan untuk mempermudah proses transfer air *Hydrotest* dan penambahan tekanan dalam pipa sampai mencapai tekanan yang diharapkan.

OLNG

Uji *Hydrotest* pada Kilang OLNG hanya akan dilakukan terhadap tangki LNG, tangki kondensat, dan peralatan-peralatan lainnya untuk mengetahui kelayakan tangki dan peralatan tersebut dan juga mengidentifikasi kebocoran. Volume air yang diperlukan untuk pengujian hidrostatik di Kilang OLNG adalah sekitar 85.000 m³ yang akan digunakan beberapa kali (*recycle*) sampai proses pengujian selesai. *Hydrotest pond* kemungkinan akan disediakan untuk mempermudah transfer air *Hydrotest* ini dari satu peralatan ke peralatan lainnya.

Pembuangan Air *Hydrotest*

Air yang digunakan untuk uji hidrostatik adalah hasil desalinasi air laut menjadi air tawar, sehingga pipa siap untuk dialiri fluida atau gas produksi dari sumbernya. Penambahan bahan kimia dalam air *Hydrotest* untuk mencegah korosi seperti *corrosion inhibitor* dan *biocide*, yang akan digunakan apabila diperlukan, adalah dari jenis yang tidak toksik terhadap biota perairan dan ramah lingkungan. Kualitas air buangan *Hydrotest* dari kegiatan uji hidrostatik dipastikan tidak mencemari badan air penerima air limbah (catatan: saat ini di Indonesia belum terdapat baku mutu air limbah untuk *Hydrotest*). Oleh karena itu akan dilakukan uji kualitas air limbah *Hydrotest* sebelum dibuang ke badan air penerima air limbah. Apabila terdapat parameter kualitas pada air limbah yang tidak sesuai spesifikasi, maka air limbah akan dikelola terlebih dahulu melalui proses tertentu dan diaerasi untuk memenuhi spesifikasi sebelum dibuang ke badan air penerima air limbah.

Air limbah dari uji hidrostatik Pipa Gas Ekspor (GEP) akan dibuang ke Laut Arafura di dekat FPSO, sedangkan air limbah dari uji hidrostatik pada Kilang OLNG akan dibuang ke laut di lepas pantai Teluk Saumlaki.

Pengolahan dan pembuangan air *hydrotest* akan dilakukan sesuai dengan kajian teknis kegiatan pembuangan air limbah di OLNG dan FPSO yang telah mendapatkan persetujuan dari Direktorat Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Pesisir dan Laut, Direktorat Jenderal Pengendalian Pencemaran dan Kerusakan Lingkungan, Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL.1/9/2021 pada tanggal 30 September 2021 (**Lampiran 10**).

Parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial melalui proses pelingkupan oleh Pembuangan Air *Hydrotest* adalah peningkatan konsentrasi TSS air laut dan penurunan konsentrasi DO air laut. Berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, hanya penurunan konsentrasi DO air laut yang ditetapkan sebagai DPH dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.2.1.17.5 Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (Bahan Habis Terpakai, Oli, Bahan Bakar, Baterai, Majun)

FPSO

Untuk mendukung kegiatan FPSO, Generator Listrik Darurat (*Emergency Power Generator*) dipasang untuk mencakup beban darurat dan beban pemulihan listrik dengan filosofi N. Generator Listrik Darurat berbahan bakar diesel akan mencakup kebutuhan akomodasi dan beban *start-up*, termasuk *start-up* pompa air laut, pompa air pendingin tertutup dan kompresor udara instrumen. Generator Listrik Darurat juga mencakup kebutuhan untuk peralatan kritis dari sudut pandang keselamatan dan dinilai dengan tingkat kontingensi 10%. Kebutuhan bahan bakar minyak diesel untuk keadaan darurat diperkirakan sebesar 3,1 m³/jam untuk memenuhi kebutuhan Pompa Pemadam Kebakaran, Pembangkit Listrik Darurat dan Pembangkit Listrik Esensial.

Tangki bahan bakar diesel memiliki kapasitas yang cukup untuk menampung kebutuhan bahan bakar selama empat belas (14) hari sebelum pengisian ulang dilakukan, namun kapasitas tersebut perlu diverifikasi sesuai dengan kode, kelas dan standar yang berlaku. Dalam pengoperasiannya, generator-generator tersebut juga memerlukan bahan atau material seperti oli (minyak pelumas), bahan bakar, baterai dan majun untuk kelancaran operasionalnya.

OLNG

Untuk mendukung kegiatan operasi Kilang OLNG, diperlukan Pembangkit Listrik Darurat Bertenaga Diesel (*Emergency Diesel Generator*) dan peralatan darurat bertenaga diesel lainnya. Pembangkit dan peralatan berbahan diesel ini akan siap beroperasi untuk memasok listrik dalam keadaan darurat dan memastikan keselamatan Kilang OLNG ketika Pembangkit Listrik Utama (*Gas Turbine Generator*) dalam keadaan mati. Dalam keadaan normal, pembangkit dan peralatan darurat ini akan dinyalakan secara berkala untuk menjaga keandalannya pada saat darurat. Dalam pengoperasiannya, generator tersebut memerlukan bahan atau material seperti oli (minyak pelumas), bahan bakar, baterai, dan majun untuk kelancaran operasionalnya. Bahan bakar minyak diesel yang diperlukan untuk operasi pembangkit dan peralatan darurat ini diperkirakan sebesar 4.000 ton per tahun.

Limbah B3 yang dihasilkan akan disimpan sementara di TPS B3 sesuai dengan Rincian Teknis Penyimpanan Sementara Limbah B3 yang disampaikan pada **Lampiran 10**.

2.2.2.1.17.6 Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga

Kegiatan konstruksi, pra-*Commissioning* dan *Commissioning* Kilang OLNG akan menghasilkan sampah (limbah padat) berupa Sampah Rumah Tangga dan Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga. Berdasarkan UU No. 18 Tahun 2008 tentang Pengelolaan Sampah dan Peraturan Pemerintah Nomor 81 Tahun 2012 Tentang Pengelolaan Sampah Rumah Tangga dan Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga mendefinisikan: (a) Sampah Rumah Tangga adalah sampah yang berasal dari kegiatan sehari-

hari dalam rumah tangga yang tidak termasuk tinja dan sampah spesifik, (b) Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga adalah sampah Rumah Tangga yang berasal dari kawasan komersial, kawasan industri, kawasan khusus, fasilitas sosial, fasilitas umum, dan/atau fasilitas lainnya.

Berdasarkan kategori tersebut di atas, kegiatan konstruksi Kilang OLNG akan menghasilkan Sampah Rumah Tangga dari camp akomodasi, dapur dan kantin; sedangkan dari area kompleks Kilang OLNG (merupakan salah satu kegiatan industri) akan menghasilkan Sejenis Sampah Rumah Tangga diantaranya berupa serpihan logam (*scrap metals*), sisa kemasan makanan, dan sisa-sisa kemasan bahan (kaleng, kardus, dan bentuk-bentuk kemasan material yang mengandung B3).

Pengelolaan Sampah Rumah Tangga, seperti dikemukakan tersebut diatas, tidak termasuk tinja dan sampah spesifik. Limbah tinja (*sewage*) akan dikelola secara khusus menggunakan IPAL limbah domestik yang memenuhi persyaratan sesuai SNI 8455:2017 (Perencanaan pengolahan air limbah rumah tangga dengan sistem reaktor anaerobik bersekat (SRAB)) atau Standar internasional lainnya. Sampah Spesifik akan dikelola mengacu kepada Peraturan Pemerintah Nomor 27 Tahun 2020 Tentang Pengelolaan Sampah Spesifik. Sampah Spesifik yang diatur dalam Peraturan Pemerintah ini meliputi: (a) Sampah yang Mengandung B3, (b) Sampah yang Mengandung Limbah B3, (c) Sampah yang Timbul Akibat Bencana, (d) Puing Bongkaran Bangunan, (e) Sampah yang Secara Teknologi Belum Dapat Diolah, dan/atau (f) Sampah yang Timbul Secara Tidak Periodik. Dari keenam kategori Sampah Spesifik, maka selama kegiatan konstruksi Kilang OLNG dan fasilitas pendukungnya berlangsung hanya Sampah yang mengandung B3 dan Sampah yang mengandung limbah B3 yang berasal dari rumah tangga dan permukiman (dalam hal ini dormitory yang ada di basecamp) yang akan dikelola oleh INPEX. Sampah yang Mengandung B3 adalah berupa: (a) produk rumah tangga yang mengandung B3 dan tidak digunakan lagi, (b) bekas kemasan produk yang mengandung B3, (c) barang elektronik yang tidak digunakan lagi; dan/atau, (d) produk dan/atau kemasan lainnya yang mengandung B3.

Penanganan Sampah yang mengandung B3 akan dikelola secara khusus dan akan digabung dengan limbah B3 lainnya selama kegiatan konstruksi, *pra-Commissioning* dan *Commissioning* OLNG berlangsung seperti oli bekas, majun terkontaminasi minyak, slop oil, baterai kendaraan dan alat berat dan lainnya. Semua limbah B3 akan dikirim ke pengelola limbah B3 yang mempunyai izin dari KLHK.

Sampah Rumah Tangga yang berasal dari kegiatan konstruksi, *pra-Commissioning* dan *Commissioning* OLNG akan dikumpulkan untuk dikelola di lokasi kilang. Pengelolaan Sampah Rumah Tangga yang bersifat mudah terurai (*biodegradable*) adalah dengan Landfill Limbah Non B3 atau dikomposkan. Sampah Rumah Tangga yang tidak mudah terurai (inert) semaksimal mungkin akan didaur-ulang dan/atau dibakar di insinerator limbah non B3. Insinerator terletak di dalam lokasi OLNG dengan jarak lebih kurang hingga 2 km dari desa terdekat (Desa Lermatang). Perkiraan volume sampah yang dihasilkan pada tahap konstruksi tercantum dalam Tabel II-22.

Prinsip minimalisasi Sampah Rumah Tangga dan Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga dengan menerapkan prinsip 4R (*Reduce, Reuse, Recycle* dan *Recover*), akan diupayakan untuk diterapkan dalam seluruh rangkaian kegiatan selama Konstruksi Kilang OLNG dan fasilitas pendukungnya berlangsung.

Tabel II-22. Perkiraan Volume Sampah pada Tahap Konstruksi

No	Jenis Sampah	Perkiraan Volume (m ³ /org / bulan)	Durasi konstruksi (bulan)	Perkiraan volume sampah yang dihasilkan (m ³)
1	Sampah organik (<i>biodegradable</i>)	0,065	52	41.000
2	Sampah yang dapat didaur ulang	0,02	52	13.000
3	Sampah yang dapat dibakar	0,17	52	107.000
4	Sampah Makanan	-	-	60.000
5	Sampah yang tidak mudah terurai (inert)	-	-	20.000

Sumber: INPEX 2019, dari berbagai referensi

Berdasarkan hasil pelingkupan (Tabel V-2 Bab V), kegiatan Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga dan Sampah Sejenis Sampah Rumah Tangga hanya perubahan terhadap sanitasi lingkungan ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH) yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.

2.2.2.1.17.7 Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga serta Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai

Limbah sampah rumah tangga dan sampah sejenis sampah rumah tangga (*garbage*) yang dihasilkan selama kegiatan pengeboran dan instalasi FPSO/SURF/GEP terdiri dari limbah organik (sisa makanan) dan limbah non-organik antara lain plastik, kaleng, potongan logam bekas (*scrap metal*) dan *styrofoam*, dan sisa-sisa *packaging* lainnya.

Limbah rumah tangga (sisa makanan sebagai limbah organik *biodegradable*) akan dikelola pada FPSO dan pada kapal-kapal operasional untuk kegiatan konstruksi SURF dan GEP. Pengelolaan akan dilakukan sebagaimana dipersyaratkan pada PP No. 21 Tahun 2010 tentang Perlindungan Lingkungan Maritim dan Permen LH No. 19 tahun 2010, serta *Annex V MARPOL 73/78*. Limbah rumah tangga setelah diolah dan memenuhi ketentuan akan dibuang ke laut.

Limbah non-organik (*non-biodegradable* atau *inert*) akan dikumpulkan dan dikelola di darat di lokasi *Temporary Waste Treatment Facility* pada tapak proyek Kilang OLNG. Pengelolaan limbah non-organik akan dilakukan mengikuti ketentuan sesuai PP No. 21 Tahun 2010 dan Permen LH No. 19 tahun 2010, serta *Annex V MARPOL 73/78*.

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh Pengolahan dan Pembuangan Sampah Rumah Tangga dan Sejenis Sampah Rumah Tangga dari Kegiatan di Lepas Pantai adalah terhadap parameter-parameter kualitas air laut sebagai berikut: peningkatan sampah (benda terapung), peningkatan TSS, penurunan konsentrasi DO, peningkatan konsentrasi BOD, COD dan TOC, dan peningkatan konsentrasi fosfat (PO₄-P) dan Nitrat (NO₃-N). Berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, kelima dampak potensial tersebut tidak ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), oleh karena pengelolaan dan pembuangan sampah rumah tangga dan sampah sejenis sampah rumah tangga akan dan harus dilakukan dengan memenuhi ketentuan-ketentuan seperti tersebut di atas.

2.2.2.1.18 Pelepasan Tenaga Kerja Konstruksi

Kegiatan pelepasan tenaga kerja yang dilakukan pada akhir masa konstruksi proyek akan dilakukan setelah kegiatan konstruksi selesai. Pelepasan tenaga kerja dilakukan sesuai dengan perjanjian kerja yang sudah disetujui pada awal penerimaan tenaga kerja tahap konstruksi. Proses pelepasan tenaga kerja akan mematuhi Undang-Undang Ketenagakerjaan yang berlaku, yaitu Undang-Undang 13 tahun 2003 tentang Ketenagakerjaan dan Undang-undang No. 6 tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang. Selain itu, menerapkan juga praktik nasional dan internasional lainnya.

Pelepasan tenaga kerja menjelang akhir kegiatan konstruksi diidentifikasi berpotensi menimbulkan dampak potensial terhadap parameter-parameter pada aspek:

1. Sosial-Ekonomi: (a) perubahan kesempatan kerja, (b) perubahan peluang usaha lokal, (c) perubahan tingkat pendapatan masyarakat, (d) perubahan pola mata pencaharian masyarakat, dan (e) perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial;
2. Sosial-Budaya: (a) kekhawatiran masyarakat, dan (b) harapan dan keluhan masyarakat
3. Kesehatan Masyarakat: perubahan penyakit menular

Berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, dari kedelapan dampak potensial tersebut hanya perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial yang tidak ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), selebihnya ditetapkan menjadi DPH yang dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.3 Tahap operasi

2.2.3.1 Penerimaan Tenaga Kerja Operasi

Proses penerimaan tenaga kerja akan mematuhi Undang-Undang Ketenagakerjaan yang berlaku, yaitu Undang-Undang 13 tahun 2003 tentang Ketenagakerjaan dan Undang-undang No. 6 tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang. Selain itu, menerapkan juga praktik nasional dan internasional lainnya (yaitu melarang tenaga kerja anak, kerja paksa, dan tidak ada diskriminasi).

Filosofi tenaga kerja atau karyawan ditentukan oleh jumlah tenaga kerja yang dibutuhkan untuk dapat memenuhi target produksi kilang dengan mematuhi peraturan yang disyaratkan, memenuhi standar Kesehatan, Keselamatan Kerja dan Lingkungan (K3L), memastikan keandalan dan ketersediaan peralatan, mengelola akun dan keuangan organisasi, selanjutnya melihat area untuk peningkatan, menyediakan perekrutan dan pengembangan sumber daya manusia, dan menjaga hubungan baik dengan masyarakat. Program rekrutmen dan pelatihan akan diperlukan untuk semua staf. Program ini akan dimulai sedini mungkin selama fase EPC proyek.

Jumlah tenaga kerja yang direncanakan akan direkrut pada tahap operasi adalah total sejumlah 850 personel terdiri dari tenaga kerja untuk Kilang OLNG termasuk seluruh TUKS sejumlah 636 tenaga kerja, dan FPSO (termasuk SURF dan GEP yang akan dioperasikan secara remote dari FPSO) sejumlah 214 tenaga kerja, seperti ditunjukkan pada Tabel II-23.

Tabel II-23. Perkiraan Jumlah Tenaga Kerja yang Direncanakan akan Direkrut pada Tahap Operasi

No	Kategori Tenaga Kerja	Kebutuhan Tenaga Kerja OLNG Termasuk Fasilitas Penunjang dan TUKS	Kebutuhan Tenaga Kerja FPSO
1	<i>Unskilled</i>	40	12
2	<i>Low Skilled</i>	172	24
3	<i>Semi Skilled</i>	278	52
4	<i>Skilled</i>	108	105
5	<i>Supervisory</i>	38	21
Total		636	214

Direncanakan pada tahap awal kegiatan operasi Kilang OLNG, tenaga kerja setempat yang akan dipekerjakan sekitar 15% yang akan mengisi posisi sebagai tenaga kerja *unskilled* dan *low skilled* dan secara bertahap kemampuan mereka akan ditingkatkan untuk dapat mengisi posisi kategori nomor 3 dan 4 pada Tabel II-23. Diharapkan pada tahun ke-10 persentase ini akan meningkat menjadi 40%, dan setelah operasi Kilang berjalan lebih dari dua puluh tahun, tenaga kerja setempat yang dipekerjakan dapat mencapai sekitar 50% yang akan mengisi setiap kategori keterampilan pada **Tabel II-24**. Jumlah tenaga kerja yang direkrut pada tahun pertama, tahun ke-10 dan tahun ke-20 dicantumkan dalam Tabel II-24.

Untuk FPSO, pada tahap awal operasi direncanakan tenaga kerja setempat yang akan dipekerjakan sekitar 5% yang akan mengisi posisi *unskilled* dan *low skilled*. Diharapkan pada tahun ke-10 persentase ini akan meningkat menjadi 13%, dan setelah operasi FPSO berjalan lebih dari dua puluh tahun, tenaga kerja setempat yang dipekerjakan dapat mencapai sekitar 25% yang akan mengisi setiap kategori keterampilan pada **Tabel II-24**.

Tabel II-24. Kebutuhan Tenaga Kerja pada Tahun Pertama dan Tahun ke-20 Tahap Operasi Untuk OLNG dan FPSO

Keterampilan	Kebutuhan Total	Tahun Pertama	Tahun Ke-10	Tahun Ke-20
OLNG				
Un-Skill	40	40	40	40
Low Skill	194	56	160	194
Semi Skill	326	0	44	68
Skill	38	0	8	12
Supervisory	38	0	2	4
Total OLNG	636	96	254	318
Persen Minimum jumlah tenaga kerja setempat		15%	40%	50%
FPSO				
Un-Skill	12	8	10	12
Low Skill	24	3	13	21
Semi Skill	52	0	4	8
Skill	105	0	0	8
Supervisory	21	0	0	4
Total FPSO	214	11	27	53
Persen Minimum jumlah tenaga kerja setempat		5%	13%	25%

Direncanakan seluruh tenaga kerja pada tahap operasi akan dimukimkan di *basecamp*, yang terletak di dalam tapak Kilang OLNG. Semua fasilitas yang diperlukan sebagai pemukiman akan disediakan dalam kompleks *basecamp* ini.

Dari hasil pelingkupan, diidentifikasi 4 (empat) parameter lingkungan sebagai dampak potensial oleh kegiatan Penerimaan dan Mobilisasi Tenaga Kerja Operasi yaitu perubahan kesempatan kerja, perubahan tingkat pendapatan masyarakat, kekhawatiran masyarakat, serta harapan dan keluhan masyarakat. Dari keempat dampak potensial ini, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, seluruhnya ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), yang diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.

2.2.3.2 Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja

2.2.3.2.1 Mobilisasi Material, Peralatan dan Tenaga Kerja Menggunakan Jalur Laut serta Jalur Darat

Peralatan atau bahan-bahan keperluan operasi akan diangkut ke lokasi FPSO dan OLNG dengan tongkang atau kapal dan diangkut di lepas pantai oleh kapal instalasi yang dipilih. Ketika peralatan difabrikasi atau bahan-bahan dikirim dari lokasi yang jauh dari TUKS atau pelabuhan umum, diasumsikan bahwa peralatan atau bahan-bahan tersebut akan diangkut dengan kapal pasokan atau HLV, tergantung pada ukuran atau berat peralatan dan bahan serta lokasi fabrikasi peralatan atau penyedia bahan.

Di samping itu juga dalam dokumen Andal dan RKL-RPL ini telah mengintegrasikan hasil Analisis Dampak Lalu Lintas yang telah memperoleh persetujuan dari Dinas Perhubungan Provinsi Maluku dengan Surat No. 551/2/11/2021 tertanggal 29 September 2021 (**Lampiran 10**).

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh kegiatan Transportasi Peralatan dan Bahan Melalui Laut adalah peningkatan kebisingan, gangguan terhadap mamalia laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, serta harapan dan keluhan masyarakat. Dari keempat dampak potensial tersebut, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, gangguan terhadap mamalia laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, serta harapan dan keluhan masyarakat ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), dan diperkirakan dampaknya dalam kajian Andal.

2.2.3.2.2 Mobilisasi Material dan Tenaga Kerja Menggunakan Helikopter

Dengan terbatasnya tenaga kerja setempat yang tersedia untuk proyek, maka mayoritas tenaga kerja di lokasi proyek (*job site*) akan menggunakan fasilitas bandara yang ada. Mengingat ukuran populasi kecil kota Saumlaki dan pulau-pulau, kabupaten serta provinsi terdekat, sebagian besar tenaga kerja terampil akan transit dari provinsi lain di Indonesia. Hal ini bertujuan untuk meminimalkan penerbangan helikopter, oleh karena itu hanya kru operasi dan pemeliharaan normal, dan personel pendukung khusus yang berwenang diangkut ke lepas pantai.

Pergantian tenaga kerja reguler dari personel Operasi dan Pemeliharaan ke dan dari FPSO dilakukan dengan helikopter dari dan ke Bandara Mathilda Batyaleri Saumlaki, dan dengan menetapkan penerbangan dari dan ke Ambon; dan dari dan ke Jakarta. Ini membantu kelancaran operasi rutin dan meminimalkan kelelahan personel.

Jadwal penerbangan normal akan dua kali seminggu sebagai pendahuluan berdasarkan jadwal roster dengan durasi 3 - 4 minggu *On* dan durasi 3 - 4 minggu *Off*. Semua penerbangan dan

akomodasi tambahan diperlukan untuk mendukung kegiatan akan diidentifikasi dalam rencana 90 hari. Operasi helikopter membutuhkan:

1. Operasi helikopter biasanya hanya berlangsung pada siang hari tetapi di malam hari dalam keadaan darurat mungkin diperlukan.
2. Fasilitas lepas pantai, setiap saat memiliki awak yang terlatih sepenuhnya untuk mendukung operasi pendaratan helikopter dan persyaratan tanggap darurat.

Pertimbangan juga memperhatikan Peraturan Keselamatan Penerbangan Sipil Indonesia di bawah Direktorat Jenderal Perhubungan Udara. Desain juga akan memastikan operasi helikopter tidak terpengaruh oleh aliran gas buang turbin gas baik dari pembangkit listrik dan turbin gas penggerak kompresor.

Berdasarkan fasilitas bandara saat ini, dibatasi hingga 100 penumpang dan penerbangan jarak pendek, infrastruktur bandara yang ada akan membutuhkan pengembangan dan peningkatan untuk menangani penumpang tambahan bagi proyek O LNG. Investasi Pemerintah untuk pengembangan bandara perlu didorong untuk bisa dijadwalkan pada awal masa konstruksi.

Mengingat letak kegiatan yang berbeda baik jarak maupun kondisi lapangan, yaitu ada di lepas pantai, di perairan pantai dan di darat maka transportasi tenaga kerja akan disesuaikan dengan kebutuhannya. Kegiatan pertukaran personel (*crew change*) yang bertugas di FPSO akan dilakukan dengan menggunakan transportasi udara (helikopter). INPEX akan bekerja sama dengan operator Bandar Udara Mathilda Batyaleri (Saumlaki) untuk menyediakan fasilitas yang dibutuhkan. Fasilitas yang akan digunakan tersebut di atas tidak diwadahi dalam dokumen Amdal Pengembangan Lapangan Gas Abadi ini. Jika fasilitas pendukung logistik dibangun di Saumlaki, maka kegiatan mobilisasi dan demobilisasi personel dari fasilitas pendukung logistik dan personel ke Bandara Mathilda Batyaleri (Saumlaki) akan menggunakan kendaraan pengangkut penumpang dengan jenis yang sesuai dengan jumlah personel yang akan bertugas. Jumlah dan tipe kendaraan pengangkut personel diperkirakan sebanyak 4 unit (6 Satuan mobil penumpang).

Frekuensi pertukaran tenaga kerja akan mengikuti Peraturan Perusahaan yang berlaku dan sesuai dengan jadwal pergantian personel atau ditentukan lain sesuai kebutuhan operasional.

Penggunaan helikopter sebagai alat transportasi dan mobilisasi tenaga kerja, melalui proses pelingkupan diidentifikasi menimbulkan dampak potensial terhadap peningkatan kebisingan, yang selanjutnya menimbulkan dampak turunan berupa gangguan terhadap spesies kunci (*Trigger Species*) terutama burung (*aves*), serta harapan dan keluhan masyarakat. Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial, peningkatan kebisingan dan gangguan terhadap spesies kunci (*Trigger Species*) ditetapkan menjadi DPH (Tabel V-1 Bab V). Peningkatan kebisingan akan terjadi pada jalur penerbangan helikopter yang melewati habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*). Kedua DPH akan diperkirakan dampaknya dan dikaji dalam Andal.

2.2.3.3 Pengoperasian SURF

2.2.3.3.1 Eksploitasi Gas

SURF sistem untuk Lapangan Abadi terdiri dari 4 (empat) pusat pengeboran/*drilling centers* (DC). Sumur yang akan dibor maksimum sebanyak 24 sumur yang akan mengalirkan gas dari sumur-sumur di SURF ke FPSO sesuai dengan skenario produksi.

Sumur bawah laut akan dioperasikan dari jarak jauh oleh operator di host CCR (*Central Control Room*). Pengoperasian sumur akan meliputi:

1. *Start-up* dan pembersihan awal: ketika sumur dibawa untuk pertama kali
2. *Cold start-up*: ketika sumur dialirkan setelah periode pemadaman yang diperpanjang yang memungkinkan sumur bor dan fasilitas bawah laut mendingin hingga suhu ambien (suhu sekitar)
3. Pengendalian sumur-sumur termasuk buka tutup katup, monitor produksi pada saat sumur produksi menghasilkan gas
4. Pemanasan awal: ketika sumur dialirkan setelah dimatikan tetapi lubang bor belum mendingin ke keadaan dimana pembentukan hidrat menjadi perhatian.
5. *Start-up* mengikuti ESD (*Emergency Shut-Down*)
6. *Start-up* mengikuti PSD
7. *Start-up* mengikuti *blow-down flowline*
8. *Shutdown* yang direncanakan dan *Shutdown* yang tidak direncanakan

Fluida dari sumur-sumur akan dialirkan melalui masing-masing *jumper line* menuju pusat pengeboran – Sistem Cluster (*Drilling Center*). Setiap *drilling center* yang berupa manifold akan memiliki dua header yang masing-masing akan terkoneksi ke sebuah *flowline* dan riser, yang berfungsi sebagai koneksi saluran produksi ke fasilitas FPSO.

Satu struktur riser base akan dibangun untuk menghubungkan setiap satu flowline dengan *production riser* menuju FPSO. Umbilical akan disediakan untuk mengontrol peralatan subsea, memberi tenaga listrik untuk sistem instrumentasi, tenaga hidrolik ke kepala sumur (*X-mas tree*) dan *drilling center*, serta mendistribusikan MEG ke kepala sumur (*X-mas tree*) bila dibutuhkan. Siap memulai (*Ready for Start-up*, RFSU) akan terlaksana atau terjadi ketika seluruh kegiatan *Commissioning* selesai dan sistem bawah laut sudah siap menerima hidrokarbon (gas alam).

2.2.3.3.2 Operasional SURF

Gas pertama dimasukkan ke dalam sistem. Sensor bawah laut akan dipantau untuk memastikan integritas tekanan dipertahankan.

Tekanan dalam anulus sumur terjadi setelah aktivitas *commissioning* selesai dan sumur sudah online untuk pertama kalinya. Dalam kondisi ini hal-hal berikut ini akan dipertimbangkan:

1. Temperatur geothermal ada di sepanjang pengeboran sumur (*well bore*) dan kondisi pembentukan hidrat akan ada di dekat bagian atas pengeboran sumur.
2. Pipa (*flowline*) diberi tekanan sedemikian rupa sehingga temperatur dingin yang berlebihan tidak terjadi di hilir produksi bawah laut agar tidak tersumbat pada saat *start-up*.
3. Pengukuran-pengukuran akan dilakukan untuk mencegah pembentukan hidrat yang menyumbat pada bagian hilir bawah laut.
4. Injeksi MEG dilakukan sesuai kebutuhan untuk periode *start-up*.
5. Puing/serpihan dan/atau fluida yang sudah selesai pada pengeboran sumur dapat dialirkan ke FPSO.

6. Tekanan akan dipantau dan dijaga dalam batas yang ditentukan dalam prosedur operasi. Ini sangat penting untuk memastikan penumpukan tekanan berlebih tidak terjadi yang berpotensi menyebabkan runtuhnya tabung produksi atau casing pecah.
7. Sumur dibuat online dan hidrokarbon akan dimasukkan ke dalam satu *flowline* pada satu waktu untuk memastikan puing-puing atau serpihan diangkut dalam aliran tunggal dan ditangkap dalam saringan di fasilitas penerima FPSO.

2.2.3.3.3 *Intervention Workover Control Systems (IWOCS)*

Tujuan penggunaan *Intervention Workover Control Systems (IWOCS)* untuk memungkinkan instalasi, intervensi dan penyelesaian pekerjaan pada sumur-sumur di bawah laut dengan lebih aman dan efisien. Fungsi utama IWOCS antara lain adalah:

1. Mengontrol dan memantau peralatan bawah laut selama instalasi, perbaikan, dan jenis intervensi sumur (*well intervention*)
2. Mengontrol dan memantau peralatan *X-mas tree* selama penyelesaiannya, pengujian alir, dan intervensi sumur atau *workover*.

Penyelesaian secara mekanik dari anjungan (rig) akan meliputi integritas pengujian sistem *X-mas tree*, pengujian fungsi dari katup-katup melalui IWOCS, dan pengujian alir sumur hingga paket pembersihan Unit Pengeboran Lepas pantai Bergerak (*Mobile Offshore Drilling Unit, MODU*).

Oleh karena ekstraksi (eksploitasi) gas dari sumur-sumur gas (Sub-bab C.2.1), operasional SURF (Sub-bab C.2.2) dan IWOCS (sub-bab C.2.3) dilakukan dalam sistem tertutup maka, maka tidak ada limbah yang akan dihasilkan. Melalui proses pelingkupan, tidak diidentifikasi adanya dampak potensial.

2.2.3.4 Pengoperasian FPSO

2.2.3.4.1 Keberadaan dan Pengoperasian FPSO

Fungsi dari FPSO adalah menerima fluida sumur (*well fluid*) dari SURF dan memprosesnya untuk menghasilkan produk gas kering yang memenuhi spesifikasi. Gas kering yang dihasilkan dialirkan melalui pipa ekspor gas (GEP) menuju O LNG serta digunakan untuk keperluan bahan bakar domestik FPSO. Di fasilitas FPSO, kondensat yang terkandung dalam fluida sumur diproses untuk mengeluarkan atau menghilangkan air dan pengotor-pengotor lainnya, kemudian disimpan di tangki sebelum diekspor dengan kapal tanker (*shuttle tanker*).

Sesuai yang tercantum dalam Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan FPSO dengan Surat No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/2021, sumber air limbah dan pengolahan air limbah ditunjukkan pada Gambar II-41.

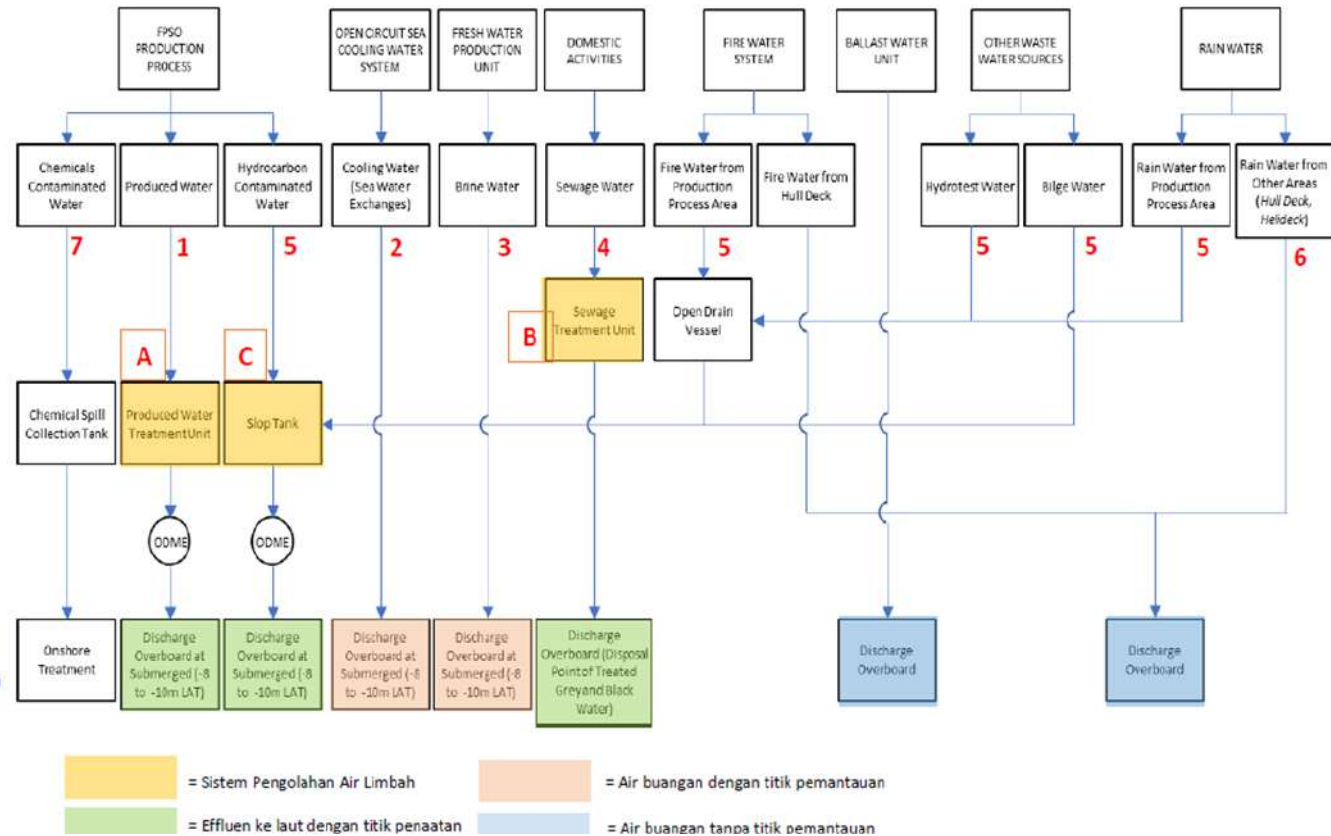
Sumber air limbah:

1. Air Terproduksi;
2. Air Pendingin;
3. *Brine water*;
4. Limbah cair domestik;
5. Air terkontaminasi hidrokarbon;
6. Air hujan
7. Limbah cair berbahaya

Sistem pengolahan air limbah:

- A. Sistem pengolahan air terproduksi (*Produced Water Treatment System – PWTS*)
- B. *Sewage Treatment System (STS)*
- C. *Slop Tank System*

❖ Selanjutnya dikirim ke fasilitas pengolahan limbah B3 (by 3rd party)



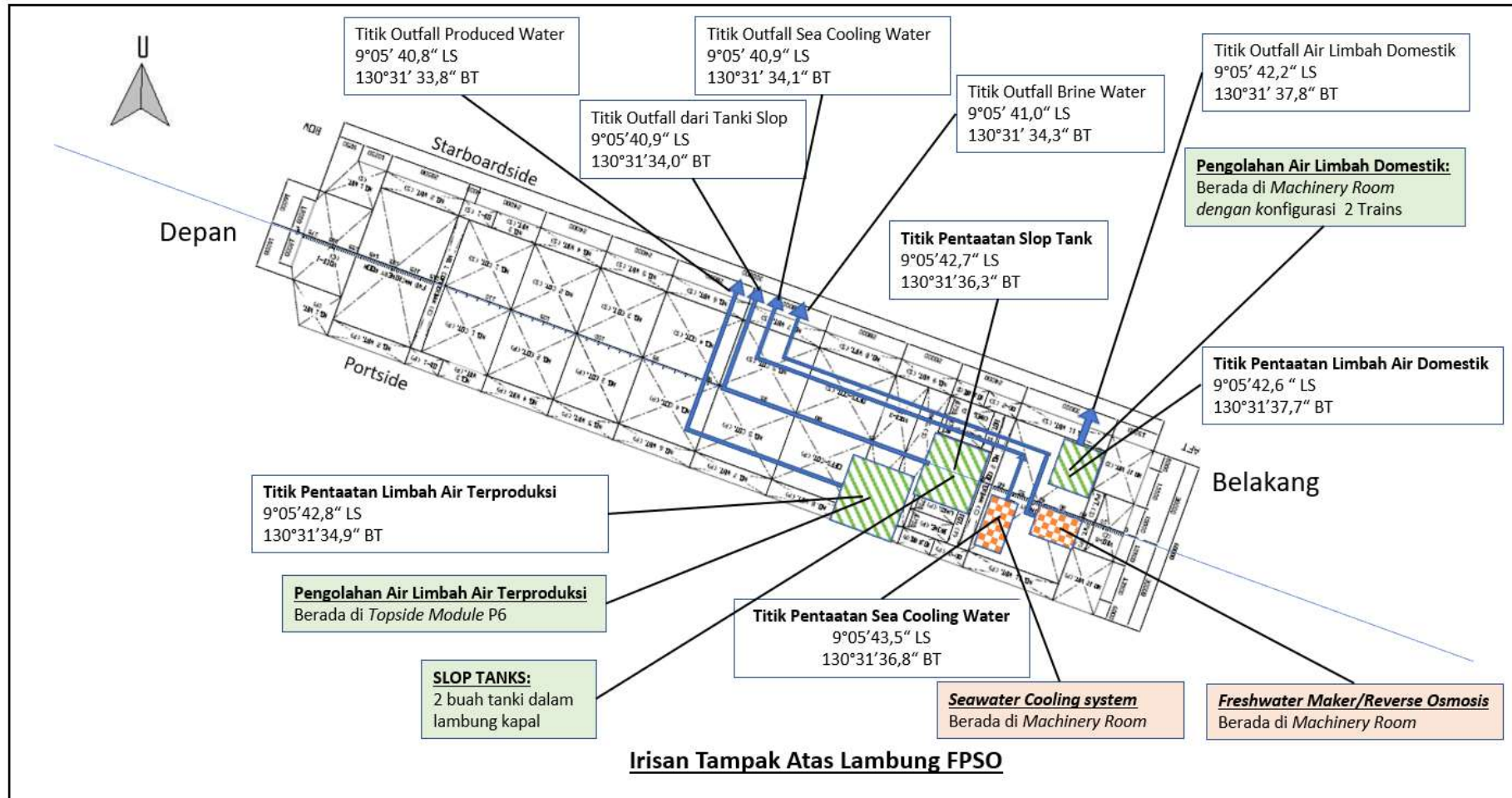
Gambar II-41. Diagram Sumber Air Limbah dan Sistem Pengolahan Air Limbah di FPSO

Jenis, debit, dan lokasi koordinat titik penataan air limbah sebagaimana tercantum dalam Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan FPSO dengan Surat No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/2021 ditunjukkan pada Tabel II-25 dan Gambar II-41

Tabel II-25. Jenis, Debit, serta Titik Koordinat Penataan dan Pembuangan Air Limbah

No.	Jenis air limbah	Debit air limbah	Nama dan Koordinat Titik Penataan	Nama dan Koordinat Titik Pembuangan
1	Air terproduksi	2.544 m ³ /hari	"Produced Water CP" 09°05'42,8" LS 130°31'34,9" BT	"Produced Water DP" 09°05' 40,8" LS 130°31' 33,8 " BT
2	Brine Water	1.440 m ³ /hari	"SWO1 dan SWO2" 09° 05' 40,3" LS 130° 31' 33,5" BT dan 09° 05' 40,8" LS 130° 31' 35,2" BT	"Brine Water DP" 9°05' 41,0" LS 130°31' 34,3" BT
3	Air Pendingin	1.137.456 m ³ /hari	"Sea Cooling Water DP" 09° 05' 43,5" LS 130° 31' 36,8 BT	"Sea Cooling Water DP" 09°05' 40,9 " LS 130°31' 34,1 " BT
4	Sewage / Air limbah domestik	57,6 m ³ /hari (maksimum)	"Domestic Wastewater CP" 09°05'42,6 " LS 130°31'37,7 " BT	"Domestic Wastewater DP" 09°05' 42,2" LS 130°31' 37,8" BT
5	Air bersih dari slop tank	1.814,4 m ³ /hari (maksimum)	"Slop CP" 9°05'42,7" S 130°31'36,3" E	"Slop DP" 9°05'40,9" LS 130°31'34,0" BT

Keberadaan dan Pengoperasian FPSO di Laut Lepas Arafura, berdasarkan hasil pelingkupan, akan menimbulkan pendaran cahaya (*light pollution*) yang diidentifikasi sebagai dampak potensial. Selanjutnya berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial ditetapkan sebagai DPH yang diperkirakan dan dikaji dalam Andal melalui pemodelan pendaran cahaya.



Gambar II-42. Lokasi Koordinat Titik Penaatan Air Limbah di FPSO

2.2.3.4.2 Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan *Brine Water*

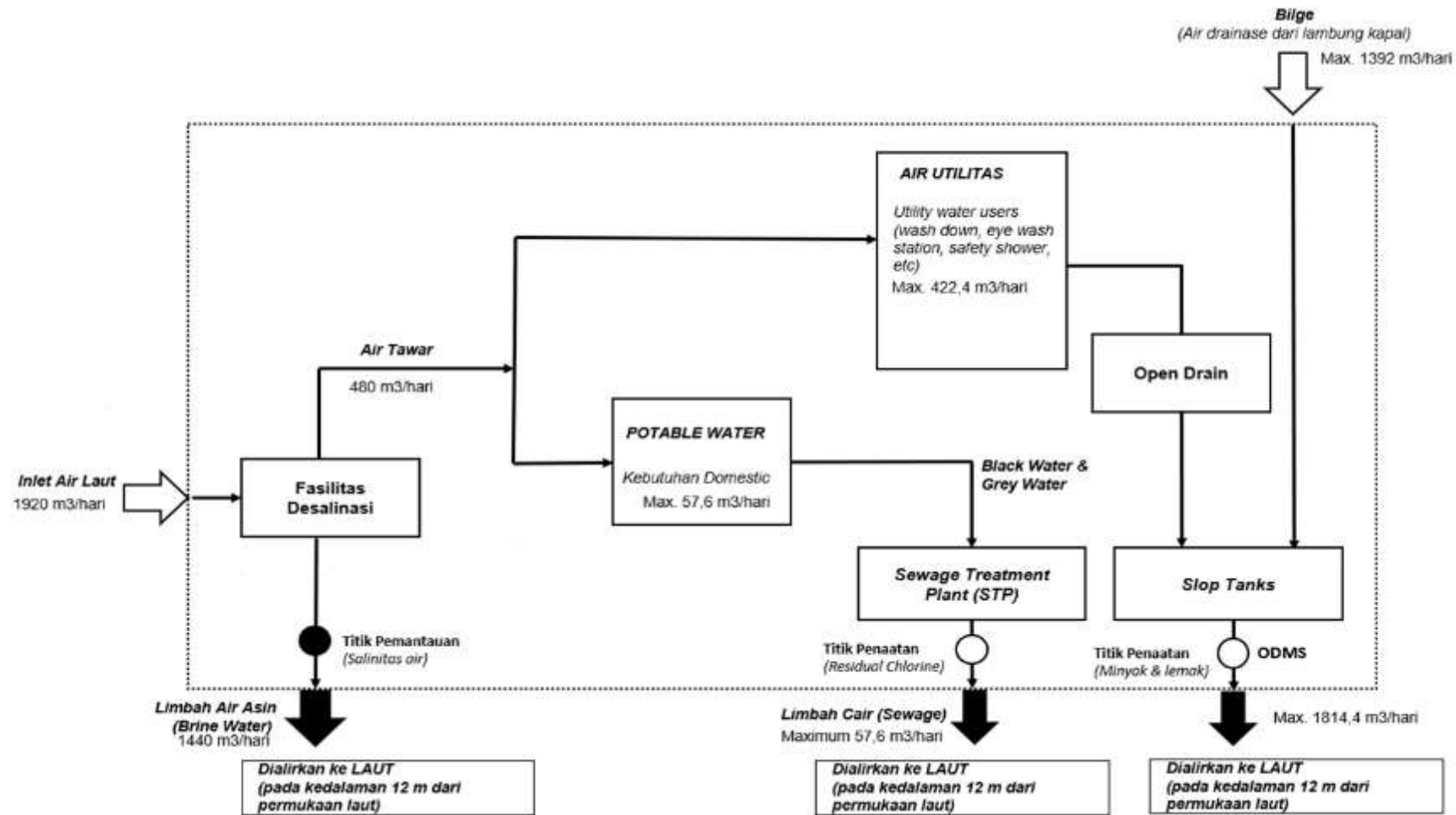
Air tawar (*fresh water*) diperlukan di FPSO untuk keperluan air utilitas, air minum untuk personel, bahan baku air demin dan untuk air tambahan (*make up*). Air tawar diperoleh dari pengolahan air laut dengan proses desalinasi. Proses desalinasi air laut adalah proses mengolah air laut menjadi air tawar dengan menghilangkan TDS (garam) dari air laut. Proses desalinasi air laut akan menggunakan membran (*reverse osmosis* - RO) untuk memisahkan garam dari air laut.

Air buangan (*reject water*) dari proses desalinasi mengandung kadar garam yang tinggi (*Brine Water* atau limbah air asin) dan akan dibuang kembali ke laut.

Volume total air tawar yang dibutuhkan untuk operasi FPSO diperkirakan sebesar 480 m³/hari. Untuk menghasilkan volume air tawar sejumlah tersebut diperkirakan membutuhkan 1920 m³/hari air laut dan akan dihasilkan limbah air asin sebesar 1440 m³/hari. Neraca volume air dan air limbah di FPSO ditunjukkan pada Gambar II-43.

Tidak ada pengelolaan khusus terhadap limbah air asin (*Brine Water*) yang dihasilkan dari proses desalinasi air laut. Dalam pengoperasian FPSO juga akan dihasilkan limbah tinja (*sewage*), air limbah domestik, dan limbah dari slop tanks. Limbah air asin (*Brine Water*), limbah dari IPAL domestik dan *sewage*, dan air limbah dari *slop tanks* pengelolaannya akan dilakukan secara terpisah di FPSO (Gambar II-43). Semua air limbah tersebut akan dibuang ke Laut Arafura, pada kedalaman -12 m LAT. Baku mutu pembuangan limbah *Brine Water* akan mengacu kepada Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan FPSO dengan Surat No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/2021, yang menetapkan pada radius 30 m dari lokasi pembuangan air limbah ke laut kadar salinitas air limbah sudah harus sama dengan kadar salinitas alami.

Berdasarkan hasil pelingkupan (Tabel V-1 Bab V), pembuangan limbah air asin (*Brine Water*) dapat menyebabkan peningkatan salinitas air laut yang ditetapkan sebagai dampak penting hipotetik (DPH). Peningkatan salinitas air laut diperkirakan penyebaran dan dampaknya dalam kajian Andal melalui pemodelan.



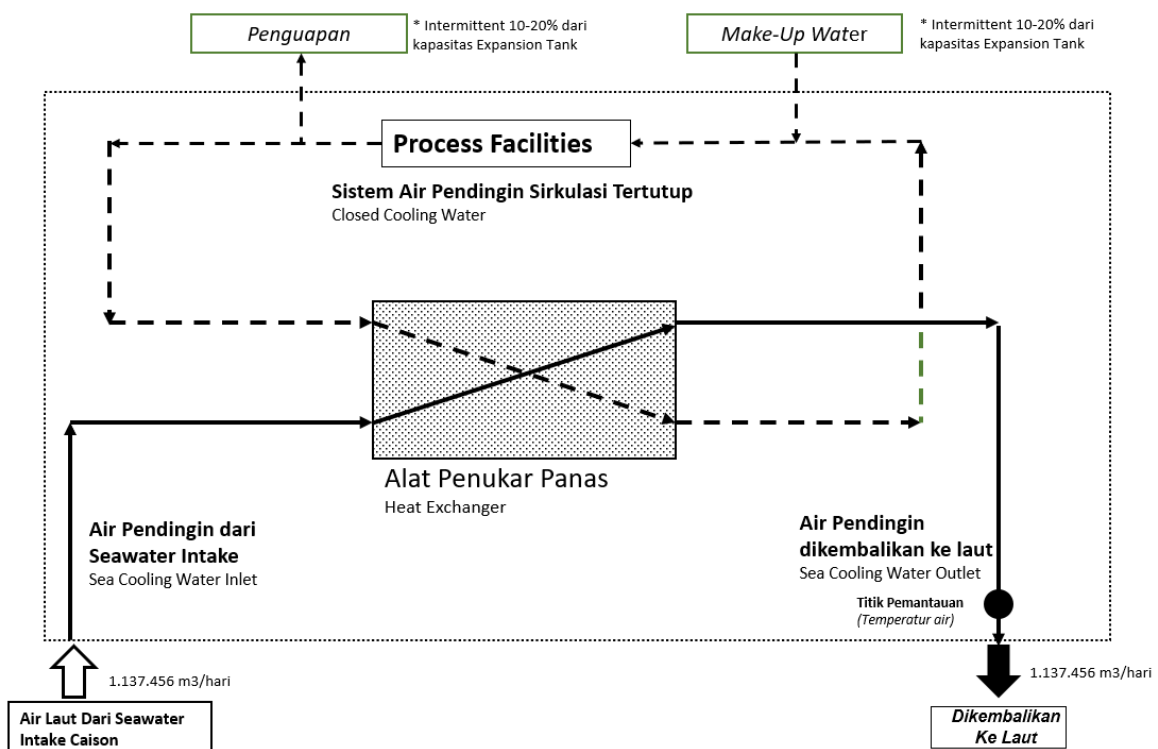
Gambar II-43. Neraca Air dan Air Limbah di FPSO pada Tahap Operasi

2.2.3.4.3 Sistem Pendinginan dan Pembuangan Air Pendingin

Sistem pendinginan pada fasilitas FPSO digunakan untuk mendinginkan sistem proses di alat penukar panas (*heat exchanger*) dengan sistem air pendingin sirkulasi tertutup (*closed circuit cooling water-CCW*). Air laut dari kedalaman sekitar 160 m (berdasarkan desain saat ini) dipompa ke FPSO melalui pipa pengambilan air laut dengan jumlah sekitar 1.137.456 m³/hari, kemudian digunakan untuk mendinginkan sistem proses di alat dengan air pendingin sirkulasi tertutup yang kembali dari *process unit (cooling water return)* ke tanki ekspansi, kemudian air laut akan dialirkan kembali ke laut. Hypochlorite akan diinjeksikan di dalam sistem pendinginan air laut untuk melindungi peralatan dan sistem dari akumulasi pertumbuhan organisme laut. Pada kondisi desain saat ini, air laut untuk pendingin diambil dari kedalaman 160 m. Optimasi mengenai kedalaman sumber air laut sebagai media pendingin akan dilakukan pada tahap studi rancang bangun rinci (*detail engineering study*).

Tidak ada pengelolaan khusus untuk air laut yang dibuang setelah dipakai untuk mendinginkan sistem proses di alat penukar panas. Lokasi pembuangan (*outfall*) air laut ini direncanakan terletak di sisi sebaliknya dari titik pengambilan (*intake*) air laut di FPSO.

Baku mutu pembuangan limbah *cooling water* akan mengacu kepada Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan FPSO dengan Surat No. S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/2021, yang menetapkan temperatur air pendingin $\leq 40^{\circ}\text{C}$ dan khlorin bebas $\leq 0,5$ mg/L. Skema sistem air pendingin serta pengambilan dan pembuangan air laut serta titik penaaatan ditunjukkan pada Gambar II-44.



Gambar II-44. Sistem Air Pendingin di FPSO pada Tahap Operasi

Dampak potensial yang diidentifikasi melalui proses pelingkupan oleh Pembuangan Air Pendingin adalah peningkatan temperatur air laut dan peningkatan konsentrasi khlorin bebas. Dari kedua

dampak potensial ini, berdasarkan hasil evaluasi terhadap dampak potensial, peningkatan temperatur air laut ditetapkan menjadi dampak penting hipotetik (DPH), dan diperkirakan dampaknya dalam kajian Andal melalui pemodelan dispersi penyebaran temperatur.

2.2.3.4.4 Start-Up Sistem MEG (Monoethylene Glycol)

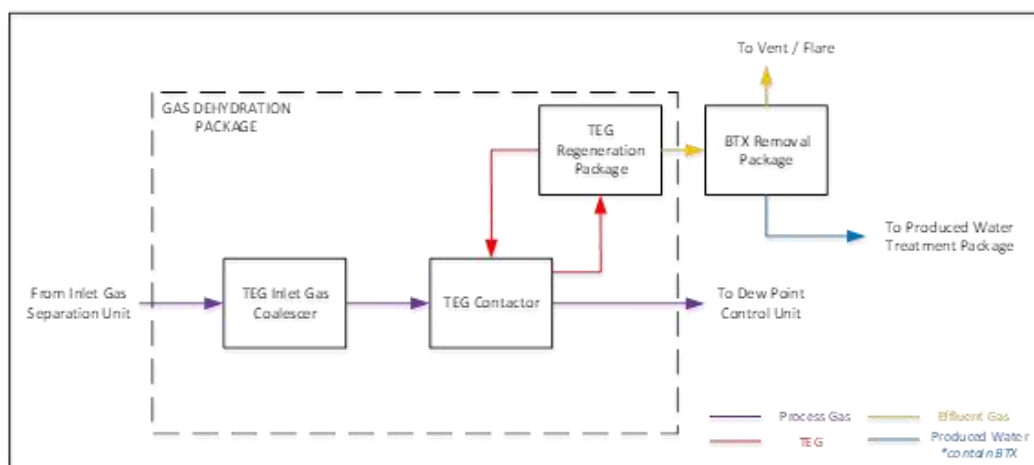
Injeksi *Monoethylene Glycol* (MEG) dari FPSO ke sistem bawah laut diperlukan untuk mencegah terbentuknya hidrat. Hidrat adalah suatu ikatan fisika antara air dan molekul hidrokarbon yang menghasilkan struktur kristal padat. Pembentukan hidrat dapat menyumbat pipa dan mengganggu aliran. Injeksi Lean MEG (konsentrasi mendekati 80% berat) hanya diperlukan pada saat *start-up* awal dan pada saat *start-up* setelah *shutdown*. MEG akan dikembalikan lagi ke FPSO melalui flowline setelah diinjeksikan melalui umbilical ke sistem bawah laut. MEG yang diperoleh kembali (*recover*) disebut Rich MEG (konsentrasi 15-40% berat).

FPSO memiliki sistem pengolahan kembali Rich MEG menjadi Lean MEG (*regeneration*) dengan kapasitas 50 m³/hari. FPSO juga memiliki tangki penyimpanan Lean MEG dan Rich MEG yang terletak dalam lambung kapal. Secara umum, *Make Up Lean* MEG akan disuplai dengan kapal menggunakan *tote tanks* yang kemudian akan dialirkan ke dalam tangki penyimpanan menggunakan selang portable.

Tidak ada pengolahan khusus terhadap MEG yang mungkin terikut dalam aliran air terproduksi. Jika ada MEG yang tertumpah selama proses injeksi maupun pada saat pengisian tangki, maka tumpahan MEG akan dialirkan menuju sistem *drainage* untuk ditampung bersama dengan limbah lainnya di dalam marine slop tank.

2.2.3.4.5 Sistem Dehidrasi TEG (Triethylene Glycol)

Sistem dehidrasi menggunakan *Triethylene Glycol* (TEG) bertujuan untuk mengurangi kadar air di dalam gas sampai dengan spesifikasi *water dew point* yang ditargetkan. Make up TEG akan disuplai secara berkala menggunakan *tote tanks* dari kapal logistik. FPSO tidak memiliki tangki khusus penyimpanan make up TEG. Kebutuhan make up TEG adalah 0,732 m³/jam. Tidak ada pengolahan khusus terhadap TEG yang mungkin tertumpah selama proses make up. Jika ada tumpahan, akan dialirkan menuju sistem *drainage* untuk ditampung bersama dengan limbah lainnya di dalam marine slop tank.



Gambar II-45. Diagram Alir Sederhana Unit Dehidrasi Gas (FPSO)

Tidak ada emisi maupun limbah yang dilepas ke lingkungan dari pengoperasian Unit Dehidrasi Gas. Air dalam gas proses yang diserap oleh TEG akan dipisahkan di *TEG Regeneration Package*,

kemudian untuk mencegah kandungan BTEX terlepas ke lingkungan, air terproses dari *TEG Regeneration Package* akan dilewatkan ke *BTEX Removal Package* dan Air yang tercampur BTEX akan diproses ke sistem pengolahan air terproduksi (*Produce Water Treatment Package*).

2.2.3.4.6 Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG

Pembangkit daya (listrik) utama akan disediakan dengan *Gas Turbine Generator* (GTGs). Jumlah GTG akan didasarkan pada filosofi N+1 dan memperhitungkan persyaratan pergantian beban. Karena GTG cadangan akan disimpan dalam keadaan siaga dingin, maka penggantian beban telah dirancang sehingga tidak ada dampak produksi jika GTG trip (misalkan selagi GTG cadangan sedang dimulai).

Satu (1) GTG akan memiliki spesifikasi jenis bahan bakar ganda. Pada saat kondisi operasi normal, GTG akan dioperasikan menggunakan bahan bakar gas. Pada saat kondisi *emergency* yang mengharuskan fasilitas produksi berhenti beroperasi sehingga bahan bakar gas tidak tersedia maka GTG yang memiliki spesifikasi bahan bakar ganda tersebut akan dioperasikan dengan menggunakan bahan bakar diesel sampai fasilitas produksi kembali beroperasi dan ada pasokan gas dari sumur. GTG direncanakan akan dipasang di bagian atas dan terletak di dek produksi. Daya HV akan dihasilkan pada 11 kV dengan frekuensi 50 Hz dan mendistribusikan catu daya ke peralatan topside dan hull. Jumlah GTG bahan bakar ganda dapat ditinjau lebih lanjut dalam pemilihan peralatan.

Waste Heat Recovery Unit akan digunakan untuk memanfaatkan panas dari cerobong turbin gas pembangkit sebagai sumber pada sistem media panas sirkulasi tertutup (*Heat Medium System*). Sistem media panas ini digunakan untuk menyediakan media pemanas (heating medium) bagi sejumlah peralatan di unit proses, seperti: *TEG Regeneration Package*, *Condensate Reboilers*, *MEG package*, *Fuel Gas Heater*, dan lain-lain. Berdasarkan hasil simulasi proses dalam studi Pra-FEED jumlah bahan bakar gas yang diperlukan oleh Pembangkit Listrik Gas Turbin (GTG) adalah sekitar 12.991 kg/jam.

Selain untuk pembangkit daya listrik, gas turbin juga digunakan di FPSO sebagai penggerak untuk kompresor gas ekspor (GTD). Berdasarkan hasil simulasi proses dalam studi Pra-FEED jumlah bahan bakar gas yang diperlukan oleh kompresor gas ekspor diperkirakan sebesar 24.090 kg/jam. Mayoritas emisi gas buang terdiri dari CO₂ dengan sebagian kecil gas metana (CH₄) dan gas oksida nitrogen (N₂O).

Hasil pelingkupan menunjukkan dampak potensial yang diidentifikasi dari Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG adalah peningkatan konsentrasi SO₂, dan NO_x, dan peningkatan emisi gas rumah kaca (terutama CO₂). Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial – kedua dampak potensial ini ditetapkan sebagai DPH. Peningkatan konsentrasi SO₂ dan NO_x diperkirakan dampaknya dalam studi Andal melalui pemodelan dispersi udara, sedangkan emisi gas rumah kaca dihitung sebagai jumlah total emisi gas rumah kaca dengan emisi gas rumah kaca dari sumber lainnya pada tahap operasi.

Tidak ada pengolahan emisi gas buang untuk mengurangi dampak-dampak ini, tetapi salah satu upaya yang akan diterapkan sebagai upaya pencegahan adalah pemilihan tipe Turbin Gas menggunakan teknologi *Dry Low Emission* (DLE) atau *Dry Low NO_x* (DLN) sehingga tingkat emisi oksida nitrogen yang dihasilkan rendah.

2.2.3.4.7 Pembersihan Merkuri pada Kondensat

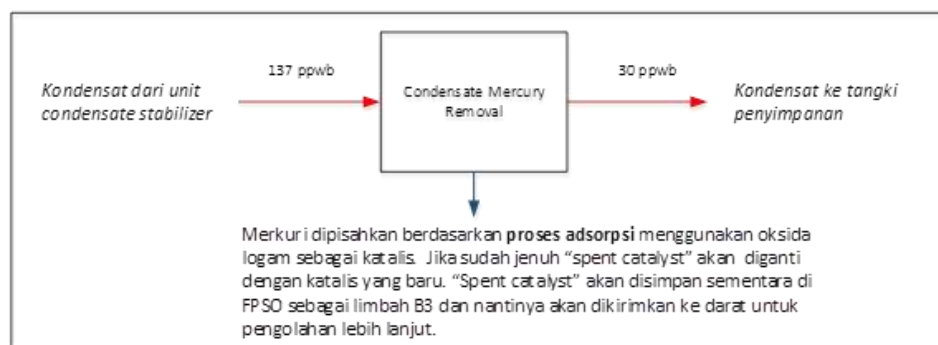
Senyawa merkuri yang terbawa dalam aliran kondensat perlu diturunkan konsentrasinya sampai level tertentu sesuai dengan target spesifikasi produk kondensat. Untuk mencapai produk kondensat sesuai dengan spesifikasi, diperlukan dua tahapan proses, yaitu:

1. Menyaring (filtrasi) kondensat untuk memisahkan merkuri yang terikat pada partikulat; dan
2. Memisahkan elemen merkuri dari kondensat dalam *Mercury Adsorption Vessel*

Konsep untuk menghilangkan merkuri adalah menyaring partikulat merkuri sebanyak mungkin. Untuk memenuhi tujuan tersebut, maka penyaringan membutuhkan dua tahap (2-stage), pertama saringan pasir (*sand-filter*) dan saringan kedua 0,45 mikrometer secara spesifik untuk merkuri. Prinsipnya penyaringan kondensat untuk menghilangkan partikulat-partikulat yang mengandung sejumlah jenis merkuri:

1. Garam-garam merkuri (Hg)
2. Merkuri partikulat anorganik
3. Bahan partikulat yang terikat sebagai elemen merkuri.

Mercury Adsorption Vessel dirancang untuk menyerap unsur merkuri. Merkuri diserap menggunakan penyerap oksida logam. Filter dipasang setelah *outlet Mercury Adsorption Vessel* untuk memastikan tidak ada material penyerap (adsorben) yang terbawa ke proses hilir dan fasilitas penyimpanan. Unit ini dirancang untuk memungkinkan pemrosesan ulang kondensat yang tidak memenuhi spesifikasi (*off-spec*).



Gambar II-46. Bagan Alir Pembersihan Merkuri pada Kondensat FPSO

Pemantauan untuk kadar merkuri dalam kondensat akan dilakukan secara kontinu. Material adsorben merkuri dan filter yang sudah jenuh dikategorikan sebagai limbah B3 sehingga prosedur pengelolaan limbah B3 ini akan dilakukan sesuai dengan peraturan perundangan-undangan pengelolaan limbah B3 yang berlaku.

Oleh karena proses pembersihan merkuri berlangsung dalam sistem tertutup dan tidak ada limbah yang dilepas ke lingkungan, maka dari kegiatan ini tidak diidentifikasi adanya dampak potensial.

2.2.3.4.8 Gas Suar (*Flaring*)

Sistem suar bakar (*flare*) dirancang menurut standar internasional untuk memastikan bahwa radiasi suar bakar tidak memiliki efek buruk kepada personel.

Berdasarkan simulasi perancangan suar bakar, kecepatan angin yang semakin besar akan menuju FPSO akan membutuhkan menara suar bakar (*flare boom*) yang lebih tinggi. Ketinggian cerobong

suar bakar didesain berdasarkan kondisi Suar Bakar Kering Bertekanan Tinggi (HP *Dry Flare*) dan Suar Bakar Bertekanan Rendah (HP *Wet Flare*) yang bekerja secara bersamaan, dengan ketinggian cerobong suar bakar sekitar 150 m. Ketinggian cerobong suar bakar sekitar 150 m memastikan tingkat radiasi di seluruh fasilitas bagian atas (*topside*) FPSO berada dalam batas yang dapat diterima selama kondisi darurat.

Purging (pembersihan) akan menggunakan bahan bakar gas tekanan rendah (LP fuel gas) selama operasi normal untuk menjaga tekanan selalu positif di aliran suar bakar sehingga mencegah masuknya udara luar. Tidak ada penyalan atau pembakaran suar bakar dari setiap unit selama operasi normal kecuali untuk pilot suar bakar dan *purging*. Perkiraan laju alir bahan bakar gas yang diperlukan untuk pilot gas dan *purge* gas adalah sebesar 0,17 MMSCFD. Gas propana yang disimpan dalam tabung akan menjadi cadangan untuk digunakan sebagai pilot gas pada waktu sistem bahan bakar gas tekanan rendah tidak dapat berfungsi.

Penyalan suar bakar (*Flaring*) hanya dilakukan (diperbolehkan) selama operasi-operasi darurat, pemeliharaan, *shutdown*, dan *start-up*. Perkiraan volume gas alam yang dialirkan ke suar bakar pada saat *Flaring* dalam kondisi *start-up* dan darurat adalah 0,045 juta ton per tahun.

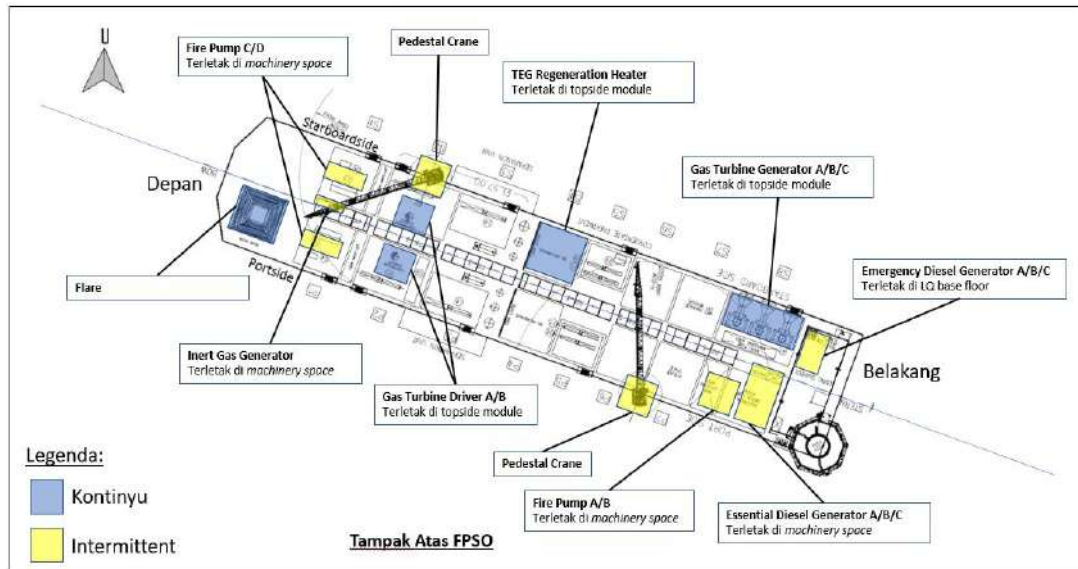
Hasil pelingkupan menunjukkan dampak potensial yang diidentifikasi dari Flaring-Flare Stack adalah peningkatan emisi gas rumah kaca. Emisi gas rumah kaca dari kegiatan ini akan dihitung sebagai jumlah total emisi gas rumah kaca bersama emisi gas rumah kaca dari sumber lainnya pada tahap operasi.

Beberapa prosedur akan diaplikasikan pada desain proses sehingga memungkinkan untuk tidak ada kegiatan *Flaring* rutin dilakukan selama FPSO beroperasi normal.

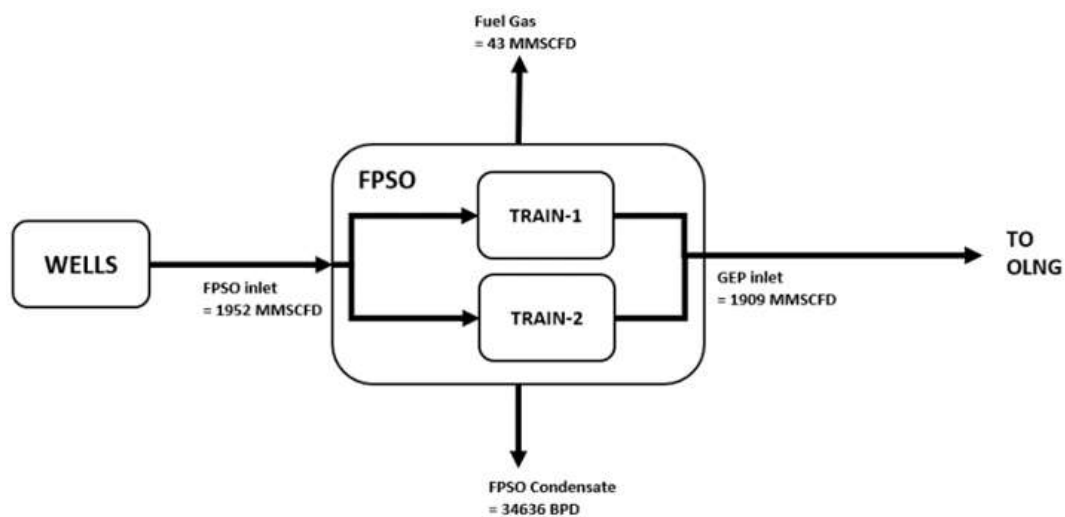
Secara menyeluruh emisi yang akan dihasilkan oleh FPSO selama umur fasilitas dan potensial berdampak terhadap lingkungan adalah karbon dioksida (CO₂), nitrogen oksida (NO_x) dan N₂O yang dinyatakan sebagai NO₂, Sulfur oksida (SO_x) yang dinyatakan sebagai SO₂, senyawa organik (VOC) sebagai BTEX (benzene, toluene, etilbenzena dan xilena, metana (CH₄) dan partikulat. Emisi ini timbul pada fase *Commissioning* dan operasi dari pembakaran dan ventilasi dari sumber fugitif.

Secara menyeluruh *Layout* lokasi sumber-sumber emisi di FPSO, baik yang bersifat kontinu maupun intermiten ditunjukkan pada Gambar II-47.

Neraca massa kegiatan pemrosesan dan penyaluran gas pada tahap operasi di FPSO tercantum pada Gambar II-48.



Gambar II-47. Layout Sumber Emisi di FPSO



Gambar II-48. Neraca Massa pada Tahap Operasi di FPSO

Perhitungan neraca massa FPSO didapatkan dari data sheet bahwa gas yang masuk dari sumur melalui FPSO inlet adalah sebesar 1952 MMSCFD dan di proses dalam 2 *train* di FPSO. Sebagian dipisahkan menjadi kondensat sebesar 34.636 Barrel Per Day (BPD) dan sebagian diolah menjadi fuel gas sebesar 43 MMSCFD dan sisanya dialirkan ke O LNG melalui *Gas Export Pipeline* (GEP) inlet sebesar 1909 mmscfd untuk kemudian diolah menjadi LNG di fasilitas O LNG di darat.

2.2.3.4.9 Pemuatan dan Transportasi Kondensat

Kondensat sebagai produk dari FPSO akan disimpan dalam tangki kondensat dengan kapasitas sebesar minimum 160.000 m³ dan akan dimuat (*offload*) secara berkala ke kapal tanker. FPSO dilengkapi dengan *dual hose reels* untuk mengalirkan produk kondensat dari FPSO ke kapal tanker menggunakan pompa dengan kapasitas pemuatan 5.000 m³/jam. Dalam pemuatan kondensat ke kapal tanker, terdapat potensi adanya emisi (fugitif) kondensat ke lingkungan.

Untuk mempertahankan kondisi inert di dalam tangki kondensat setiap saat, FPSO dilengkapi dengan Inert Gas Generator yang menghasilkan CO₂ sebagai gas inert. Emisi gas inert yang dikeluarkan melalui marine *vent* saat kondensat dialirkan ke dalam tangki diperkirakan sebesar 11 ton/hari.

Jika ada tumpahan kondensat di dek FPSO selama proses pemuatan, maka tumpahan akan dialirkan ke dalam marine slop tank untuk pemisahan dan selanjutnya dimasukkan dalam tangki kondensat off-spec. Rencana tanggap darurat juga dipersiapkan untuk kemungkinan tumpahan kondensat ke laut.

Hasil pelingkupan menunjukkan dampak potensial yang diidentifikasi dari kegiatan Pemuatan dan Transportasi Kondensat adalah peningkatan konsentrasi VOC (BTEX), peningkatan emisi gas rumah kaca, dan gangguan terhadap mamalia laut (Tabel V-1 Bab V). Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial, dari ketiga dampak potensial tersebut hanya peningkatan konsentrasi VOC (BTEX) yang ditetapkan sebagai DPH yang dikaji lebih lanjut dalam Andal. Namun demikian, emisi gas rumah kaca dari kegiatan ini akan tetap dihitung sebagai jumlah total emisi gas rumah kaca bersama emisi gas rumah kaca dari sumber lainnya pada tahap operasi.

2.2.3.5 Pengoperasian OLNG

2.2.3.5.1 Keberadaan dan Pengoperasian Kilang OLNG

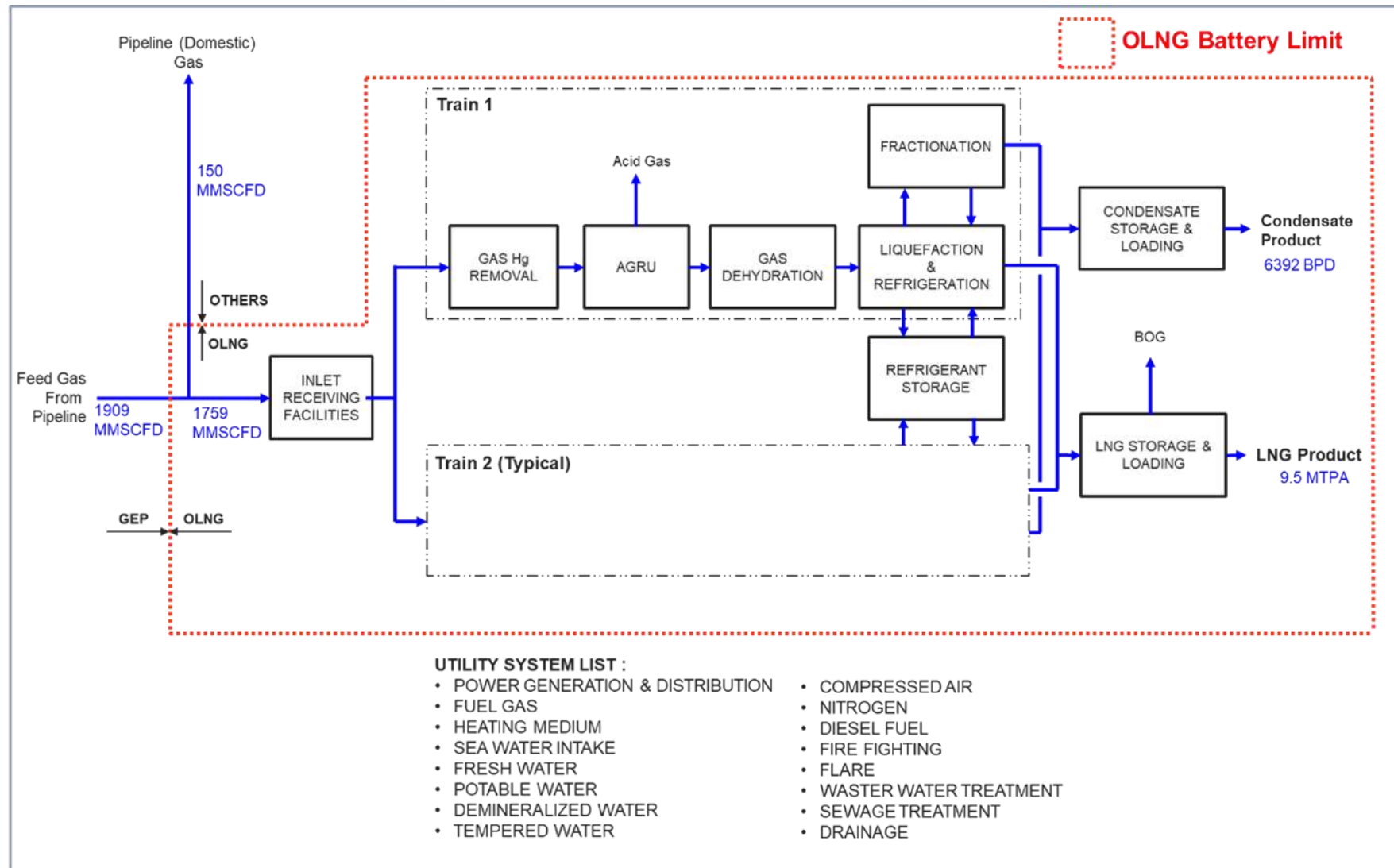
Kilang LNG (*Onshore LNG Plant*) akan menerima gas kering dari FPSO melalui pipa gas ekspor (GEP) dan memproses gas kering tersebut menjadi produk LNG dan kondensat sesuai spesifikasi untuk disalurkan kepada konsumen. Pada Kilang OLNG, gas kering yang diterima dari FPSO akan diproses untuk menghilangkan atau memisahkan pengotor-pengotor (gas kecut, air, merkuri, dan hidrokarbon berat atau kondensat). Kemudian gas tersebut dicairkan untuk menghasilkan gas alam cair (LNG) untuk disimpan dalam tangki dan dikirim ke area TUKS-Dermaga Pemuatan LNG untuk dikapalkan menggunakan kapal tangki LNG (LNG tanker). Produk kondensat yang dihasilkan dari proses pemisahan tersebut disimpan dalam tangki dan dikirim ke area TUKS-Dermaga Pemuatan Kondensat untuk dikapalkan menggunakan kapal kondensat. Blok Diagram Kilang OLNG ditunjukkan pada Gambar II-49.

Kilang OLNG dirancang untuk mengakomodasi total kapasitas produksi dan pemuatan produk LNG sebesar 9,5 MTPA dan produk kondensat sebesar 6.392 barel/hari, dengan masa operasi kilang selama tiga puluh (30) tahun.

Kegiatan Kilang OLNG beserta fasilitas pendukungnya merupakan kegiatan terbesar dari proyek Pengembangan Lapangan Gas Abadi, sehingga keberadaan dan pengoperasian kilang dalam waktu yang relatif cukup lama minimum 30 tahun dan terdapat kemungkinan untuk diperpanjang 2x10 tahun, maka berpotensi menimbulkan dampak lingkungan yang relatif cukup luas seperti dikemukakan berikut ini:

Hasil pelingkupan menunjukkan sejumlah 26 parameter lingkungan diidentifikasi sebagai dampak potensial oleh Keberadaan dan Pengoperasian Kilang OLNG (Tabel V-1 Bab V) yaitu Aspek Geo-Fisika-Kimia meliputi: (1) peningkatan kebisingan, (2) peningkatan pendaran cahaya, dan (3) perubahan lanskap; Aspek Biologi meliputi: (1) gangguan terhadap habitat kritis dari spesies kunci (*Trigger Species*), dan (2) gangguan terhadap penyu; Aspek Demografi meliputi: (1) peningkatan migrasi (mobilitas penduduk), (2) perubahan komposisi penduduk (usia, jenis kelamin, pendidikan, etnis, agama, mata pencaharian), (3) perubahan pertumbuhan populasi, (4) perubahan kepadatan

penduduk, dan (5) gangguan terhadap keamanan masyarakat; Aspek Sosial-Ekonomi meliputi: (1) perubahan peluang usaha lokal, (2) perubahan tingkat pendapatan masyarakat, (3) perubahan pola mata pencaharian masyarakat, dan (4) perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial; Aspek Sosial-Budaya meliputi: (1) kekhawatiran masyarakat, (2) perubahan budaya, (3) perubahan norma dan nilai sosial, (4) pengaruh terhadap warisan budaya, (5) pengaruh terhadap masyarakat adat, dan (6) harapan dan keluhan masyarakat; Aspek Kesehatan Masyarakat meliputi: (1) perubahan penyakit menular, (2) perubahan penyakit tidak menular, (3) perubahan status gizi masyarakat, (4) perubahan sanitasi lingkungan, dan (5) perubahan fasilitas kesehatan dan akses ke layanan kesehatan; Aspek Transportasi: Gangguan terhadap transportasi darat. Dari ke 26 dampak potensial berdasarkan evaluasi terhadap dampak potensial hanya perubahan lanskap, gangguan terhadap penyu, dan perubahan terhadap keberadaan fasilitas umum dan sosial yang tidak ditetapkan sebagai DPH. Selebihnya dampak potensial tersebut di atas ditetapkan sebagai DPH, diperkirakan dampaknya dan dikaji lebih lanjut dalam Andal. Dampak terhadap kebisingan dan pendaran cahaya diperkirakan dampaknya terhadap penyebaran dan intensitasnya melalui pemodelan.

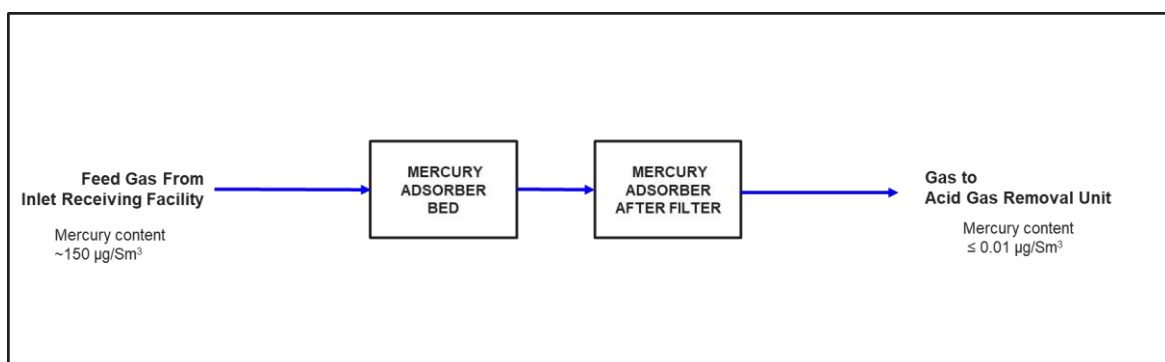


Gambar II-49. Blok Diagram Kilang OLNG

2.2.3.5.2 Unit Penjerapan Merkuri (MRU)

Fungsi dari Unit Penjerapan Merkuri (*Mercury Removal Unit/ MRU*) adalah menyerap kandungan merkuri dari gas umpan untuk mencegah kandungan merkuri tersebut terbawa sampai ke Unit Pencairan Gas karena dapat menyebabkan korosi yang sangat cepat pada material aluminium di dalam peralatan proses di Unit Pencairan Gas. Kandungan merkuri dalam gas umpan adalah diperkirakan $150 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Unit Penjerapan Merkuri terdiri dari bejana yang berisi adsorben merkuri tipe metal sulphide. Kandungan merkuri pada gas umpan akan dijerap untuk mencapai konsentrasi <0.01 mikrogram/ Sm^3 dalam gas keluaran yang menuju unit pengolahan selanjutnya. Unit Penjerapan Merkuri memiliki kapasitas untuk mengolah gas umpan pada inlet Kilang OLNG sebesar 1.909 MMSCFD atau setara dengan produk LNG sebesar 9.5 MTPA, dengan efisiensi sebesar 99.99%. Diagram alir sederhana Unit Penjerapan Merkuri ditunjukkan pada **Gambar II-50**.



Gambar II-50. Diagram Alir Sederhana Unit Penjerapan Merkuri (OLNG)

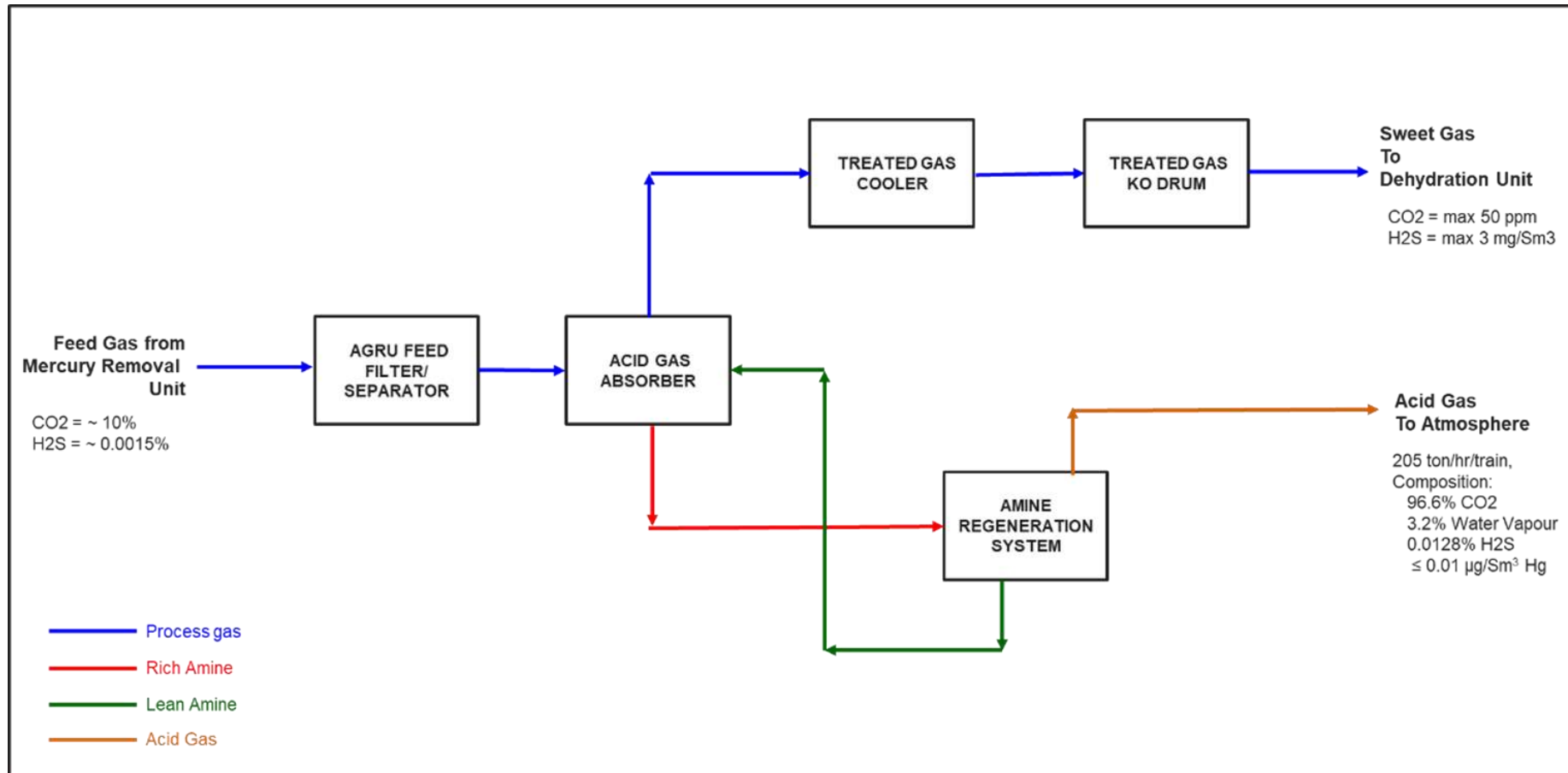
Tidak ada emisi gas maupun limbah yang dikeluarkan dan dilepas secara langsung ke lingkungan dari pengoperasian Unit Dehidrasi Gas. Ketika adsorben metal sulphide sampai pada titik jenuhnya (diperkirakan dalam waktu 3 – 4 tahun), adsorben tersebut akan diganti dengan yang baru. Adsorben merkuri yang telah jenuh akan ditangani sebagai limbah B3 dan akan dikirim ke fasilitas pengolahan limbah B3 yang memiliki izin dari KLHK. Jika pengelola limbah B3 yang memiliki izin dari KLHK di dalam negeri tidak dapat mengelola limbah adsorben yang mengandung merkuri, maka akan dilakukan pengelolaan limbah merkuri di luar negeri melalui agen pengelola limbah B3 di Indonesia yang memiliki izin dari KLHK serta tata cara pengiriman limbah B3 ke luar negeri memenuhi ketentuan-ketentuan Konvensi Basel yang telah diratifikasi oleh Pemerintah Indonesia sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 47 Tahun 2005.

2.2.3.5.3 Unit Pentawaran Gas Kebut (AGRU)

Fungsi dari Unit Pentawaran Gas Kebut (*Acid Gas Removal Unit/ AGRU*) adalah memisahkan gas kecut, dengan kandungan utama komponen CO_2 dan sebagian kecil komponen H_2S , dari gas umpan sebelum gas umpan dicairkan menjadi produk LNG. Pemisahan gas kecut diperlukan untuk mencegah pembekuan CO_2 dan H_2S di dalam proses pencairan kriogenik (cryogenic), yang dapat menyebabkan penyumbatan (*blockage*) pada peralatan proses. Pada proyek ini, maksimum kandungan CO_2 di dalam gas umpan sebelum diproses menjadi LNG adalah 100.000 ppm. Kadar CO_2 yang ada pada gas umpan yang masuk ke Kilang OLNG adalah kondisi alami dari reservoir.

Pada Unit Pentawaran Gas Kebut ini, gas umpan berasal dari *Mercury Removal Unit* dengan kandungan gas kecut (CO_2) 10% dan H_2S 0,0015%, dialirkan ke kolom absorpsi amina di mana

pelarut MDEA digunakan untuk menyerap gas kecut. Pelarut MDEA dimasukkan ke dalam kolom absorpsi di dekat bagian atas dan mengalir ke bawah kolom terhadap gas yang naik. Pelarut secara progresif menyerap gas kecut saat mengalir ke bawah kolom. Gas umpan yang sudah diolah akan mengalir dari bagian atas kolom absorpsi ke Unit Pengeringan Gas. Spesifikasi kandungan CO₂ di dalam gas umpan yang menuju unit pengolahan selanjutnya adalah 50 ppm. Sedangkan gas kecut yang terpisahkan dari gas umpan dengan cara diserap oleh pelarut amina ini kemudian dipisahkan dari pelarut di dalam kolom regenerasi. Gas kecut dari kolom regenerasi ini direncanakan untuk dialirkan ke *vent stack* untuk dibuang ke udara. Unit Pentawaran Gas Kebut memiliki kapasitas untuk mengolah gas umpan di inlet Kilang OLNG sebesar 1.909 MMSCFD atau setara dengan produk LNG sebesar 9.5 MTPA. Diagram alir sederhana Unit Pentawaran Gas Kebut ditunjukkan pada Gambar II-51.



Gambar II-51. Diagram Alir Sederhana Unit Pentawaran Gas Kecut (OLNG)

Limbah yang dihasilkan secara langsung dari operasi Unit Pentawaran Gas Kecut adalah berupa gas kecut, sedangkan komponen lain seperti air dan larutan amine akan di-recycle di dalam sistem dan tidak terlepas ke lingkungan. Berdasarkan hasil simulasi proses dalam studi Pra-FEED, jumlah gas kecut yang dilepas ke udara diperkirakan sebesar 205 ton/jam/train atau total untuk 2 Train sebesar 410 ton/jam. Lokasi cerobong pembuangan gas kecut direncanakan berada di dalam Unit Pentawaran Gas Kecut, yaitu di atas *Amine Regeneration Reflux Drum* pada ketinggian *pipelrack* (sekitar 20 m) di atas tanah. Lokasi ini berjarak sekitar 2 km dari lokasi pemukiman penduduk terdekat yaitu Desa Lermatang

Komposisi komponen gas yang dialirkan ke Unit Dehidrasi Gas, adalah komponen terbesar berupa gas kecut CO₂ (96.6%mol), uap air (3.2%mol) serta sisanya adalah sebagian kecil hidrokarbon (CH₄ 0.09%mol), H₂S (0.012756%mol) dan merkuri ≤0,01 µg/Sm. Berdasarkan simulasi proses dan studi dispersi preliminary saat Pra-FEED, gas kecut dapat di-venting ke udara dan tidak diperlukan instalasi insinerator gas kecut, oleh karena CO₂ merupakan gas inert yang tidak dapat dioksidasi. Studi dispersi ini didasarkan pada data Pra-FEED, kemungkinan akan ada beberapa penyesuaian untuk mengakomodir berbagai perubahan yang mungkin terjadi, termasuk untuk memutuskan metode pembuangan gas kecut di Kilang OLNG.

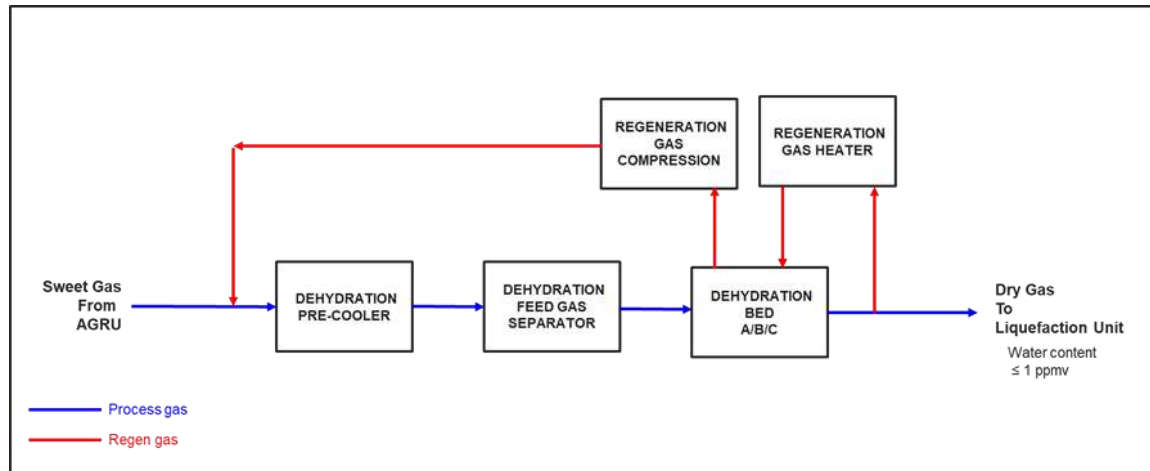
Dalam perencanaan kegiatan yang telah disetujui oleh pemerintah Indonesia sesuai dengan Revisi Plan of Development-I (Revisi POD-I) tahun 2019, *Carbon Capture Storage* (CCS) terutama CO₂ tidak termasuk dalam ruang lingkup rencana kegiatan. Dengan demikian tidak masuk dalam lingkup kajian Andal. Namun demikian CO₂ yang dilepas ke udara pada pengoperasian OLNG akan dikaji dan diperkirakan sebagai emisi Gas Rumah Kaca (GRK).

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari kegiatan Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU) adalah peningkatan emisi gas rumah kaca (CO₂ dan CH₄) dan peningkatan konsentrasi H₂S. Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial dalam pelingkupan, kedua dampak potensial ini ditetapkan sebagai DPH. Prakiraan dampak peningkatan konsentrasi H₂S baik penyebaran, intensitas pada reseptor diperkirakan dalam studi Andal melalui pemodelan dispersi emisi. Pelepasan gas rumah kaca (CO₂ dan CH₄) akan dihitung sebagai total emisi gas rumah kaca dari sumber-sumber lainnya selama tahap operasi.

2.2.3.5.4 Dehidrasi Gas

Fungsi dari Unit Dehidrasi Gas adalah untuk menghilangkan kandungan air dalam gas umpan sehingga mencegah masuknya air ke Unit Pencairan Gas yang dapat menyebabkan pembekuan pada unit tersebut di dalam proses pencairan kriogenik (cryogenic) sehingga mengakibatkan penyumbatan (blockage) pada peralatan proses. Unit Dehidrasi Gas ini diperlukan karena gas umpan yang berasal dari Unit Pentawaran Gas Kecut akan jenuh dengan air. Gas umpan tersebut akan didehidrasi dalam tiga (3) Bejana Pengereng yang berisi adsorben *molecular sieve* secara paralel. Pada operasinya, dua (2) bejana pengereng berada dalam bentuk adsorpsi dan yang satu lagi dalam bentuk regenerasi. Unit akan dirancang sedemikian rupa sehingga mode bejana pengereng dapat secara bersamaan beralih secara on-line. Adsorben *molecular sieve* akan digunakan untuk mencapai spesifikasi air di gas kering, yaitu maksimum 0,1 ppmv.

Proses regenerasi (pengeringan adsorben *molecular sieve*) akan dilakukan dengan pemanasan adsorben *molecular sieve* dengan gas regenerasi. Unit Dehidrasi Gas memiliki kapasitas untuk mengolah gas umpan di inlet Kilang OLNG sebesar 1.909 MMSCFD atau setara dengan produk LNG sebesar 9,5 MTPA. Diagram alir sederhana Unit Dehidrasi Gas ditunjukkan pada Gambar II-52..



Gambar II-52. Diagram Alir Sederhana Unit Dehidrasi Gas (OLNG)

Tidak ada emisi gas maupun limbah yang dikeluarkan dan dilepas secara langsung ke lingkungan dari pengoperasian Unit Dehidrasi Gas. Air yang dilepaskan selama proses regenerasi akan digunakan sebagai air make-up untuk sistem penghilangan gas kecut sehingga tidak terbuang ke lingkungan. Sedangkan adsorben yang telah jenuh akan ditangani sebagai limbah B3 dan akan dikirim ke fasilitas pengolahan limbah B3 yang memiliki izin. Secara umum adsorben molecular sieve memiliki umur pakai tiga sampai empat tahun sebelum akhirnya mengalami kejenuhan dan harus diganti.

2.2.3.5.5 Emisi Penggerak Turbin Gas dan Emisi PLTG

Fungsi dari turbin gas di Kilang OLNG adalah untuk penggerak kompresor (*Gas Turbine Driver- GTD*) dan untuk pembangkit listrik utama (*Gas Turbine Generator - GTG*). Bahan bakar turbin gas adalah gas yang sebagian besar didapatkan dari *Boil-off Gas* (LNG yang teruapkan kembali di sistem penyimpanan dan pemuatan LNG) dan sebagian kecil dari gas umpan yang diambil di hilir Unit Dehidrasi Gas. Semua turbin gas di Kilang OLNG akan dilengkapi dengan sistem pengurangan gas NO_x untuk memenuhi persyaratan lingkungan. Total kapasitas pembangkit fasilitas OLNG dirancang cukup untuk memasok konsumsi daya yang diperlukan Kilang OLNG sepanjang tahun.

Turbin gas penggerak kompresor (GTD) diperlukan untuk menggerakkan kompresor-kompresor refrigeran di Unit Pencairan Gas. Direncanakan akan dipasang empat (4) turbin gas penggerak kompresor dengan kapasitas masing-masing 110 MW. Jumlah turbin gas penggerak kompresor ini akan menyesuaikan kebutuhan daya yang diperlukan oleh kompresor-kompresor refrigeran dengan didasarkan pada filosofi N tanpa adanya cadangan. Fasilitas *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU) akan dipasang pada cerobong turbin gas penggerak kompresor untuk memanfaatkan panas buangan dari turbin gas. Berdasarkan hasil simulasi proses dalam studi Pra-FEED, jumlah bahan bakar gas yang diperlukan oleh turbin gas penggerak kompresor (GTD) diperkirakan sebesar 94,5 ton/jam. Komponen terbesar dalam komposisi emisi gas turbin gas penggerak kompresor adalah CO₂ dengan sebagian kecil polutan yaitu NO_x (maksimum 25 ppm) dan SO_x (maksimum 1,35 ppm). Lokasi cerobong turbin gas penggerak kompresor akan berada di dalam area Unit Pencairan Gas.

Turbin gas pembangkit listrik (GTG) diperlukan untuk memenuhi seluruh kebutuhan listrik di dalam Kilang OLNG dalam kondisi normal termasuk untuk peralatan proses dan juga bangunan akomodasi dan kantor. Sistem pembangkit listrik dengan turbin gas ini merupakan pembangkit listrik utama di Kilang OLNG dan sistem ini independen dari jaringan PLN di luar Kilang OLNG. Jumlah turbin gas

pembangkit listrik utama ini didasarkan pada filosofi N+1 dimana N jumlah unit GTG yang beroperasi dan satu (1) untuk cadangan jika terjadi trip, gangguan atau perbaikan pada turbin gas pembangkit listrik utama. Diperkirakan selama operasi normal dioperasikan 3 (tiga) GTG dengan 1 (satu) GTG sebagai cadangan. Berdasarkan hasil simulasi proses dalam studi Pra-FEED, jumlah bahan bakar gas yang diperlukan oleh turbin gas pembangkit listrik (GTG) diperkirakan sebesar 20,5 ton/jam. Komponen terbesar dalam komposisi emisi gas turbin gas pembangkit listrik adalah CO₂ dengan sebagian kecil polutan yaitu NO_x (maksimum 25 ppm) dan SO_x (maksimum 1.35 ppm). Lokasi cerobong turbin gas pembangkit listrik ini berada di dalam area Utilitas. Penambahan *Flue Gas Treatment* tidak dipertimbangkan untuk Turbin Gas Penggerak Kompresor dan PLTG dikarenakan pemilihan Turbin Gas disyaratkan menggunakan teknologi *Dry Low Emission* (DLE) atau *Dry Low NO_x* (DLN), selain itu temperatur pembakaran akan selalu dijaga dibawah 1300°C untuk menghindari terbentuknya thermal NO_x.

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari kegiatan Emisi Turbin Gas Penggerak Kompresor dan Emisi PLTG adalah peningkatan emisi gas rumah kaca (CO₂ dan CH₄), dan peningkatan konsentrasi SO_x dan NO_x. Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial dalam pelingkupan, kedua dampak potensial ini ditetapkan sebagai DPH. Prakiraan dampak peningkatan konsentrasi SO_x dan NO_x baik penyebaran, intensitasnya pada reseptor diperkirakan dalam studi Andal melalui pemodelan dispersi emisi. Emisi gas rumah kaca (CO₂ dan CH₄) akan dihitung sebagai total emisi gas rumah kaca dari sumber-sumber lainnya selama tahap operasi.

2.2.3.5.6 Flaring (*HP Wet*, *HP Dry* dan *LP Dry Flaring*)

Sistem Suar Bakar (*Flare*) disediakan sebagai fasilitas pembuangan yang aman dari limbah gas hidrokarbon dari sistem proses, utilitas, penyimpanan dan pemuatan LNG yang dihasilkan selama kondisi *start-up*, operasi abnormal, gangguan kilang, kondisi darurat (*emergency*) dan pemberhentian sementara (*shutdown*) selama pemeliharaan. Sistem suar bakar di Kilang OLNG adalah menggunakan cerobong (*elevated flare*) dan tidak menggunakan sistem suar bakar di permukaan tanah (*ground flare*). Sistem suar bakar di Kilang OLNG terdiri dari:

- Suar bakar Basah Tekanan Tinggi (*HP Wet Flare*)
- Suar bakar Kering Tekanan Tinggi (*HP Dry Flare*)
- Suar bakar Kering Tekanan Rendah (*LP Dry Flare*)
- Suar bakar Cadangan (hanya dipergunakan pada saat kegiatan pemeliharaan *HP Wet Flare* atau *HP Dry Flare*)

Sistem Suar Bakar Tekanan Tinggi (HP) dan Cadangan (*Spare*) akan dilengkapi dengan suatu desain tanpa asap (*smokeless flaring*) untuk memastikan pembakaran tanpa asap selama pembakaran gas terkontrol seperti pada saat *start-up*. Suar Bakar Cadangan akan dirancang untuk menerima gas dari sistem *HP Wet Flare* atau sistem *HP Dry Flare* untuk memungkinkan pemeliharaan dilakukan pada salah satu dari sistem ini tanpa harus menghentikan atau mematikan keseluruhan kilang (total *shutdown*). Ketiga suar bakar ini akan disatukan dalam satu lokasi dan diperkirakan ketinggian minimum cerobong adalah 155 m.

Suar Bakar Kering Tekanan Rendah (*LP Dry Flare*) akan dirancang untuk menerima aliran gas dari unit penyimpanan LNG (*LNG storage*), *Boil-off Gas* (BOG) dan sistem pemuatan LNG. Lokasi suar

bakar ini akan berada di sekitar lokasi penyimpanan dan pemuatan LNG dan diperkirakan ketinggian minimum cerobong adalah 15 m.

Pembersihan (*purging*) akan menggunakan nitrogen atau bahan bakar gas selama operasi normal. Tidak ada sistem suar bakar cair akan dirancang dan digunakan pada Kilang OLNG. Tidak ada pembakaran suar bakar dari setiap unit selama operasi normal kecuali untuk pilot suar bakar dan pembersihan (*purging*). Perkiraan laju alir gas alam yang diperlukan untuk pilot gas dan purge gas adalah sebesar 17.52 ton/tahun.

Penyalan suar bakar (*Flaring*) hanya diizinkan selama operasi-operasi darurat (*emergency*), gangguan kilang, pemeliharaan, *shutdown*, dan *start-up*. Perkiraan volume gas alam yang dialirkan ke suar bakar pada saat *Flaring* dalam kondisi *start-up* dan darurat adalah 135 ton per tahun.

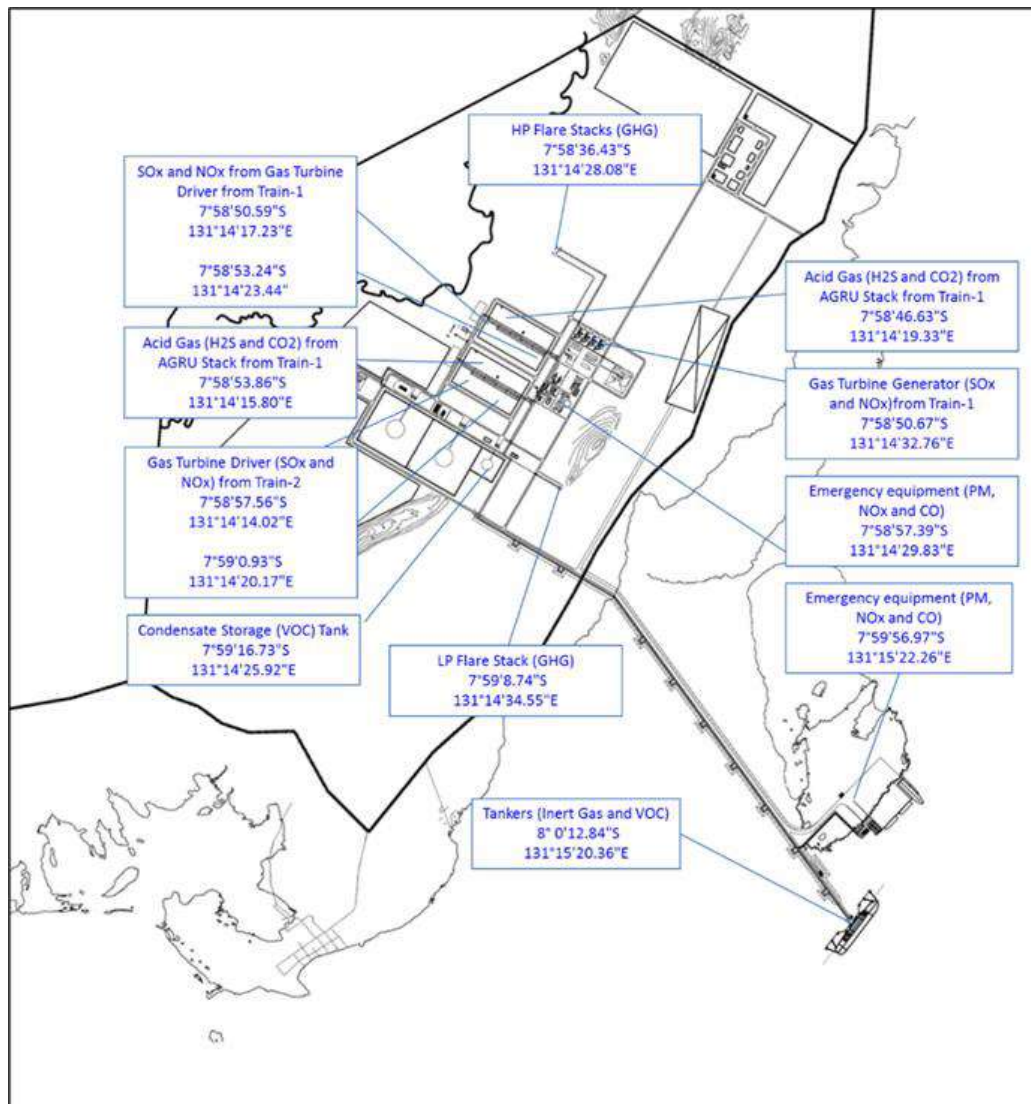
Sistem suar bakar akan didesain untuk opasitas sebesar 40%, walaupun baku opasitas untuk PLTG dengan bahan bakar gas (Lampiran 1d) tidak menetapkan nilai baku mutu opasitas pada Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Nomor 13 Tahun 2009 Tentang Baku Mutu Emisi Sumber Tidak Bergerak Bagi Usaha dan/atau kegiatan Minyak dan Gas Bumi.

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari kegiatan *Flaring* (HP Wet, HP Dry and LP Dry *Flaring*) adalah pendaran cahaya (dampak visual) dan peningkatan emisi gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan N₂O). Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial, hanya peningkatan emisi gas rumah kaca yang ditetapkan sebagai DPH. Emisi gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan N₂O) akan dihitung sebagai total emisi gas rumah kaca dari sumber-sumber lainnya selama tahap operasi.

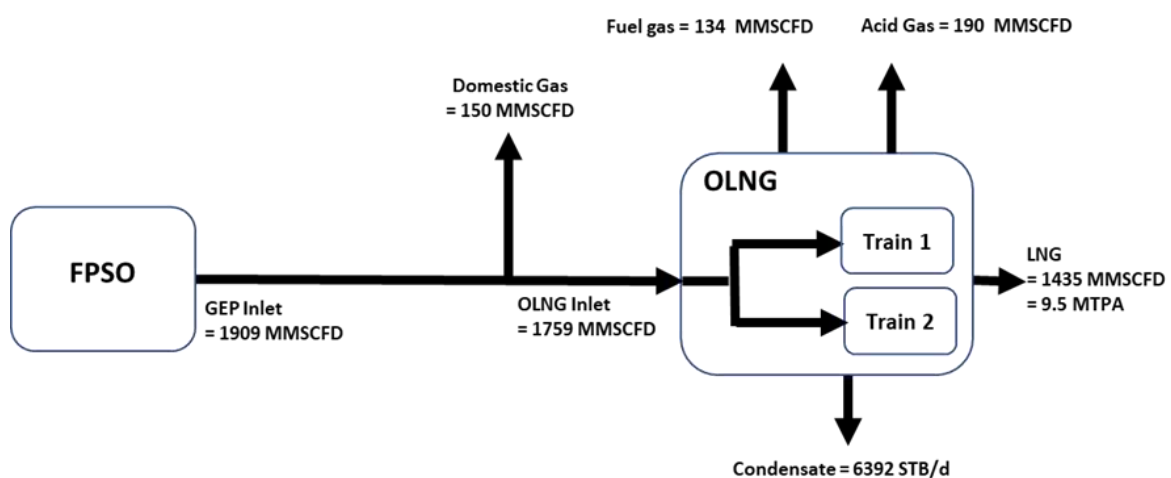
Secara menyeluruh sumber-sumber emisi di Kilang OLNG adalah dari GTD, GTG, AGRU, Gas Suar (LP Dry, HP Wet, dan HP Dry), *Diesel Emergency Air Compressor*, *Emergency Diesel Generator*, *Diesel Freshwater Firewater*, dan *Diesel Fire Water Pump*. Disamping sumber-sumber emisi yang bersifat *point sources* terdapat sumber-sumber emisi gas yang bersifat fugitif. Lokasi indikatif titik-titik sumber emisi *point sources* dan sebagai titik penataan sumber emisi ditunjukkan pada Gambar II-53.

Secara menyeluruh terdapat 25 sumber emisi pada tahap operasi Kilang OLNG. Untuk peralatan dengan bahan bakar gas (GTG dan GTD) emisi utamanya adalah SO₂, NO₂ dan CO. Untuk peralatan dengan bahan bakar diesel (*emergency diesel generator*, *diesel firewater pump*, *diesel freshwater firewater*, *emergency diesel air compressor*) emisi utamanya adalah *particulate matter* (PM), SO₂, NO₂ dan CO. Dari pengoperasian AGRU emisi utamanya adalah SO₂, H₂S, dan Hg. Uap Kondensat dari tangki kondensat dan saat kegiatan pengisian kondensat ke tanker adalah *volatile organic carbon* (VOC) atau BTEX

Neraca massa tahap operasi OLNG tercantum seperti ditunjukkan Gambar II-54.



Gambar II-53. Lokasi Indikatif Titik Sumber Emisi, *Point Sources* dan Sebagai Titik Penaatan Sumber Emisi.



Gambar II-54. Neraca Massa Tahap Operasi OLNG

Neraca Massa pada Kilang OLNG akan menerima 1.909 MMSCFD gas kering dari FPSO dimana 1.435 MMSCFD (9,5 MTPA) akan diekspor dalam bentuk LNG. 150 MMSCFD gas akan dijual ke pasar

domestik yang akan diproses atau digunakan lebih lanjut oleh entitas yang berbeda. Sejumlah 134 MMSCFD akan digunakan dalam bentuk bahan bakar gas dan 190 MMSCFD akan dikeluarkan sebagai gas asam dari *Acid Gas Removal Unit* (AGRU). Kedua produk keluaran dari area OLNG kondensat dan LNG, dimana kilang diharapkan menghasilkan 6.392 STB/hari kondensat dan 1435 MMSCFD (9,5 MTPA) LNG.

2.2.3.5.7 Pasokan Air (Desalinasi Air Laut) dan Pembuangan *Brine Water*

Air tawar (*fresh water*) diperlukan untuk menyediakan air utilitas bagi keperluan kilang, bahan baku air minum untuk personel atau tenaga kerja Kilang OLNG, bahan baku air demin dan air persediaan tambahan (*make-up water*), air untuk pemadam kebakaran dan kebutuhan air proses lainnya. Air tawar diperoleh dari pengolahan air laut dengan sistem desalinasi. Air laut akan diambil dari lokasi pengambilan yang sesuai di Teluk Saumlaki dan dipompa ke unit pengolahan desalinasi (*Desalination Unit*). Proses desalinasi air laut adalah proses mengolah air laut menjadi air tawar dengan menghilangkan kandungan TDS (garam) dari air laut. Air akan diolah dengan menggunakan membran (RO) atau teknologi desalinasi lainnya untuk memisahkan garam pada air laut. Air buangan (*reject water*) dari proses desalinasi mengandung kadar garam yang tinggi (*Brine Water* atau limbah air asin) dan akan dibuang kembali ke Teluk Saumlaki.

Volume total air tawar yang dibutuhkan untuk operasi Kilang OLNG diperkirakan sebesar 2.400 m³/hari. Untuk menghasilkan volume air tawar tersebut diperkirakan akan diperlukan 9.600 m³/hari air laut dan akan menghasilkan limbah air asin (*Brine Water*) diperkirakan sebesar 7.200 m³/hari.

Tidak ada pengelolaan khusus terhadap limbah air asin (*Brine Water*) yang dihasilkan dari proses desalinasi. Lokasi pembuangan limbah air asin (*Brine Water*) direncanakan untuk disatukan dengan titik pembuangan limbah air lainnya yang sudah diolah. Lokasi pembuangan ini berada di sekitar lokasi TUKS-Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat pada kedalaman -12 m LAT. Baku mutu pembuangan *Brine Water* akan mengacu kepada Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan OLNG dengan Surat No S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/2021, yang menetapkan pada radius 30 m dari lokasi pembuangan air limbah ke laut kadar salinitas air limbah sudah harus sama dengan kadar salinitas alami.

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari pembuangan limbah air asin (*Brine Water*) adalah peningkatan salinitas air laut yang berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial dalam pelingkupan, ditetapkan sebagai DPH. Peningkatan salinitas air laut diperkirakan penyebaran dan intensitas dampaknya dalam kajian Andal melalui pemodelan.

2.2.3.5.8 Demineralisasi dan Sistem Air Minum

Air demineralisasi (air demin) dibutuhkan untuk penggunaan berikut:

- *Make up* untuk air pendingin
- *Make up* pelarut untuk Unit Pentawaran Gas Kecut (AGRU)
- Mencuci bilah (*blade*) turbin gas (sewaktu-waktu)

Air demin diproduksi dengan menggunakan bahan baku air tawar dari Unit Desalinasi Air Laut yang diolah di Unit Pengolahan Air Demineralisasi (*Demineralised Water Treatment Package*). Air demin yang dihasilkan dari sistem ini disimpan di tangki penyimpanan dan dipompa untuk didistribusikan ke pengguna air demin sesuai kebutuhan. Volume air demin yang dibutuhkan untuk operasi Kilang

OLNG diperkirakan sebesar 30 m³/jam dan *make up* untuk air pendingin sebesar 18 m³/jam, sehingga total adalah sebesar 48 m³/jam.

Air minum (*portable water*) diperlukan untuk sarana kebersihan pribadi (mandi), sarana keselamatan (*emergency eye wash station*), sarana untuk memasak dan mencuci (dapur, kantin dan *laundry*). Untuk memperoleh air minum, digunakan bahan baku air tawar dari Unit Desalinasi dengan melalui proses remineralisasi di Sistem Pengolahan Air Minum (*Portable Water System*). Kualitas air minum memenuhi standar sesuai dengan Peraturan Menteri Kesehatan No. 2 Tahun 2023. Air minum yang dihasilkan dari sistem ini disimpan di tangki penyimpanan dan dipompakan untuk didistribusikan secara kontinu ke pengguna air minum.

Sistem Air Minum (*potable water*) dirancang untuk memenuhi kebutuhan air pada tingkat pelayanan maksimum secara bersamaan sejumlah 1.000 tenaga kerja (selama jeda operasi *atau turn around* atau pemeliharaan besar) berdasarkan konsumsi 350 L/orang/hari. Total volume air yang dibutuhkan adalah sebesar 25 m³/jam. Neraca air untuk air demin dan air minum ditunjukkan pada Gambar II-60.

2.2.3.5.9 Sistem Pendinginan Menggunakan Udara

Sistem pendinginan utama di Kilang OLNG akan menggunakan pendingin finfan (*finfan cooler*) dengan media udara. Sistem pendinginan ini dibutuhkan untuk mendinginkan refrigeran dalam rangkaian proses untuk memproduksi LNG. Pada proses pendinginan refrigeran ini, panas akan berpindah dari refrigeran ke media udara sehingga akan menghasilkan dispersi panas pada lingkungan sekitar.

Hasil pelingkupan menunjukkan kegiatan Pendinginan *Refrigeran Menggunakan Udara* diidentifikasi hanya menimbulkan dampak potensial berupa dispersi panas ke udara. Berdasarkan evaluasi dampak potensial, dampak dispersi panas tidak ditetapkan sebagai DPH, sehingga dampaknya tidak dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.3.6 Pengoperasian TUKS

2.2.3.6.1 Keberadaan dan Pengoperasian TUKS dan Jalan Lintas (*Causeway*) ke TUKS

Pada tahap operasi Kilang OLNG, fasilitas TUKS yang akan digunakan adalah sebagai berikut:

1. TUKS-Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat (LNG & *Condensate Loading Jetty*), merupakan dermaga yang akan digunakan pada tahap operasi Kilang OLNG untuk pemuatan dan ekspor produk LNG dan Kondensat.
2. TUKS-Dermaga Bongkar Muat, yang terdiri dari:
 - a) Dermaga Bongkar Muat (*Material Offloading Facility/ MOF*), yaitu dermaga untuk pemuatan material yang diperlukan untuk kegiatan operasi dan pemeliharaan Kilang OLNG dari kapal besar berukuran sampai dengan 20.000 DWT.
 - b) Dermaga Umum/Multifungsi (*General Purpose Wharf/ GPW*), yaitu dermaga umum atau dermaga multi fungsi yang fungsinya untuk pemuatan bahan bakar, kargo dan transportasi tenaga kerja (apabila diperlukan).
 - c) *Heavy Duty Ramps*, yaitu bagian dari dermaga yang berfungsi sebagai tempat bersandar Kapal LCT dan Barge yang membawa dan pemuatan material yang diperlukan untuk

kegiatan operasi dan pemeliharaan Kilang OLNG. Kapal LCT berukuran sampai dengan 2.000 DWT dan Barge berukuran sampai dengan 10.000 DWT.

3. *Causeway* sebagai jalur lintasan ke dermaga. Setelah material diterima di dermaga, truk pengangkut akan melewati jalan lintasan ini untuk membawa material yang dibutuhkan untuk kegiatan operasi dan pemeliharaan ke lokasi Kilang OLNG.
4. *Trestle Bridge*, sebagai penghubung antara Jalan Lintas Dermaga (*Causeway*) ke lokasi Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat (LNG and *Condensate Loading Jetty / Loading Platform*).

Keberadaan TUKS dan jalan lintas (*Causeway*) ke TUKS, berdasarkan hasil pelingkupan diidentifikasi menimbulkan dampak potensial terhadap 12 parameter yaitu: (1) pendaran cahaya, (2) perubahan pola arus dan gelombang, (3) timbulnya abrasi dan akresi, (4) gangguan terhadap mangrove, (5) gangguan terhadap penyu, (6) gangguan terhadap habitat terumbu karang, (7) gangguan terhadap padang lamun atau rumput laut, (8) perubahan akses ke sumber mata pencaharian dan *Ecosystem Services*, (9) gangguan terhadap kegiatan perikanan, (10) kekhawatiran masyarakat, (11) harapan dan keluhan masyarakat, dan (12) gangguan terhadap transportasi laut. Berdasarkan evaluasi terhadap dampak potensial, seluruh parameter dampak potensial tersebut ditetapkan menjadi DPH yang dampaknya diperkirakan dan dikaji lebih lanjut dalam Andal. DPH terhadap pendaran cahaya, perubahan arus dan gelombang, serta timbulnya abrasi dan akresi diperkirakan dampaknya dalam Andal melalui pemodelan.

2.2.3.6.2 Pemuatan dan Transportasi LNG

Kegiatan pemuatan dan transportasi LNG diperlukan untuk menyalurkan produk LNG yang dihasilkan di Kilang OLNG ke konsumen. Proses penyaluran ini menggunakan sarana kapal LNG yang akan berlabuh di TUKS-Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat. Sebelum pengapalan, produk LNG yang dihasilkan dari kilang akan disimpan di dalam tangki-tangki LNG. Pada saat disimpan di tangki, sebagian kecil produk LNG akan menguap membentuk *Boil off Gas* (BOG). Kompresor BOG yang digerakkan oleh motor akan menekan kembali (*recompress*) BOG ini dan menyalurkannya ke sistem bahan bakar gas untuk digunakan sebagai bahan bakar turbin gas penggerak kompresor (GTD) dan turbin gas pembangkit listrik (GTG).

Fasilitas pemuatan LNG akan beroperasi dalam dua moda, yaitu *Holding Mode* dan *Loading Mode*. *Holding Mode* merupakan periode antar-pengapalan dengan sebagian LNG disirkulasikan dan dialirkan kembali ke tangki penyimpanan LNG, untuk menjaga agar perpipaan tetap dingin. *Loading Mode* merupakan periode ketika kapal berada di tambatan kapal (*berth*) dan melakukan pengisian LNG ke kapal. Pada kondisi tertentu (diperkirakan sekitar 2 kali dalam setahun), kapal LNG yang datang ke dermaga adalah kapal dari *dry-dock* yang penuh dengan gas inert (CO₂ atau N₂) sehingga harus dilakukan proses pendinginan kapal (*cool down*) dan *venting gas inert* sebelum memulai pemuatan LNG.

Selama pengisian LNG ke kapal, pompa pada masing-masing tangki akan mengalirkan LNG melalui loading line ke loading arms LNG di ujung dermaga (*jetty head loading platform*) dengan laju alir maksimum sebesar 12.000 m³/jam. Kegiatan pemuatan LNG ini akan dilakukan secara rutin yaitu diperkirakan akan dilakukan setiap 2-3 hari pada kondisi operasi normal. Semua uap gas yang dihasilkan selama proses pengapalan akan dikembalikan melalui *vapour return line*. Uap tersebut juga akan ditekan kembali (*recompress*) menggunakan Kompresor BOG untuk dialirkan ke sistem

bahan bakar gas. Tambatan kapal (*berth*) LNG akan didesain untuk bisa mengakomodasi ukuran kapal tanker LNG dari 20.000 m³ sampai 216.000 m³.

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari Pemuatan dan Transportasi LNG adalah: gangguan terhadap mamalia laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut. Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial, kelima dampak potensial ini ditetapkan sebagai DPH yang dampaknya diperkirakan dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.3.6.3 Pemuatan dan Transportasi Kondensat

Kegiatan pemuatan dan transportasi kondensat diperlukan untuk menyalurkan produk kondensat yang dihasilkan di Kilang OLNG ke konsumen. Proses penyaluran ini menggunakan sarana kapal kondensat yang akan berlabuh di TUKS-Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat. Sebelum pengapalan, kondensat yang dihasilkan dari Unit Fraksinasi akan dialirkan ke tangki penyimpanan kondensat. Berdasarkan data dari Pra-FEED, kapasitas tangki penyimpanan kondensat adalah 60.000 m³. Kemungkinan akan ada beberapa penyesuaian untuk mengakomodir berbagai perubahan yang mungkin terjadi.

Kegiatan pemuatan produk kondensat akan dilakukan ketika kapal berada di tambatan kapal (*berth*). Selama pengisian kondensat dari tangki penyimpanan kondensat ke kapal, pompa pada tangki akan mengalirkan kondensat dengan laju alir maksimum 3000 m³/jam melalui *loading line* ke *loading arms* kondensat di ujung dermaga (*jetty head loading platform*). Kegiatan pemuatan produk kondensat ini akan dilakukan secara rutin yaitu pada kondisi operasi normal diperkirakan akan dilakukan setiap 1-3 bulan dan tidak akan dilakukan secara bersamaan dengan kegiatan pemuatan LNG. Tambatan kapal (*berth*) kondensat akan didesain untuk bisa mengakomodasi ukuran kapal tanker kondensat dari 25.000 DWT sampai 115.000 DWT. Kondensat merupakan hidrokarbon dalam bentuk cair dengan berat molekul yang besar. Dalam proses pemuatan dan transportasi, akan terjadi emisi yang bersifat fugitif sejumlah kondensat ke atmosfer dalam bentuk BTEX, sehingga sejumlah konsentrasi BTEX akan terlepas ke atmosfer.

Hasil pelingkupan menunjukkan parameter lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dari Pemuatan dan Transportasi Kondensat adalah: peningkatan konsentrasi VOC (sebagai BTEX), gangguan terhadap mamalia laut, gangguan terhadap kegiatan perikanan, kekhawatiran masyarakat, harapan dan keluhan masyarakat, serta gangguan terhadap transportasi laut. Berdasarkan hasil evaluasi dampak potensial, keenam dampak potensial ini ditetapkan sebagai DPH yang dampaknya diperkirakan dan dikaji lebih lanjut dalam Andal.

2.2.3.7 Pemeliharaan Fasilitas

2.2.3.7.1 Pemeliharaan FPSO

Pemeliharaan prediktif dan pemeliharaan preventif akan menjadi bagian dari strategi untuk menghindari kegagalan peralatan pada saat digunakan untuk mendapatkan ketersediaan yang lebih tinggi.

Karena batasan jumlah POB (*Person On Board*), FPSO juga akan membutuhkan pemberdayaan kru operasi atau produksi untuk melakukan kegiatan pemeliharaan yang membutuhkan keterampilan pemeliharaan yang ringan. Kru operasi atau produksi juga dipersyaratkan memiliki pengetahuan dan keterampilan pemeliharaan dasar untuk melakukan kegiatan ini.

Proses pemeliharaan FPSO akan menghasilkan limbah baik limbah B3, antara lain filter bekas, adsorben, minyak pelumas bekas, *slop oils*, air limbah terkontaminasi bahan kimia, kontainer bekas bahan kimia, dan lainnya. Serta limbah non B3, terutama sampah sejenis sampah rumah tangga (limbah *non-biodegradable* atau inert).

Limbah rumah tangga (sisa makanan sebagai limbah organik *biodegradable*) akan dikelola pada FPSO. Pengelolaan akan dilakukan sebagaimana dipersyaratkan pada PP No. 21 Tahun 2010 tentang Perlindungan Lingkungan Maritim dan Permen LH No. 19 tahun 2010, serta *Annex V MARPOL 73/78*. Limbah rumah tangga setelah diolah dan memenuhi ketentuan akan dibuang ke laut.

Limbah sampah sejenis sampah rumah tangga non-organik (non-biodegradable atau inert) akan dikumpulkan dan dikelola di darat di lokasi *Waste Treatment Facility* pada tapak proyek Kilang OLNG. Pengelolaan limbah non-organik akan dilakukan mengikuti ketentuan sesuai PP No. 21 Tahun 2010 dan Permen LH No. 19 tahun 2010, serta *Annex V MARPOL 73/78*. Sedangkan air yang terkontaminasi minyak dan bahan kimia akan dikelola memenuhi ketentuan Permen LH No. 19 tahun 2010 dan *Annex I MARPOL 73/78*.

Selama proses pemeliharaan FPSO, semua limbah yang tergolong sebagai limbah B3 akan dikelola sesuai peraturan perundangan tentang pengelolaan limbah B3, yaitu PP No. 22 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup serta Permen LHK No. 6 tahun 2021 tentang Tata Cara Dan Persyaratan Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun.

Limbah B3 akan dikirim ke darat untuk dikumpulkan di lokasi TPS Limbah B3 sebelum dikirim ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin dari KLHK.

2.2.3.7.2 Pemeliharaan GEP

Prinsip fungsi pemeliharaan adalah untuk memastikan bahwa pipa (pipeline) beroperasi secara berkelanjutan sesuai dengan yang dirancang (desain). Tujuan pemeliharaan pipa gas ekspor sehubungan dengan alat yang ditentukan oleh fungsinya dan standar kinerja yang terkait. Pemeliharaan preventif akan dilakukan pada peralatan yang berhubungan dengan pipa tersebut seperti katup, peluncur pig (*pig launcher*) dan penerimanya.

Sebuah program berbasis risiko untuk pemeriksaan internal dan eksternal akan dilaksanakan selama operasi jaringan perpipaan. Persyaratan-persyaratan perilaku, tanggapan, pengurangan, dan penetapan jalur saluran pipa dan perilaku dasar laut akan dikaji dalam desain detail sistem saluran pipa dan selanjutnya ditingkatkan selama operasi. Selama tahap rancangan rinci (detail desain), program pemeriksaan berbasis risiko akan dikembangkan. Umumnya, hal ini mencakup kegiatan berikut:

- Pemeriksaan kebocoran sepanjang jalur saluran perpipaan oleh kapal patroli;
- Pemeriksaan eksternal dengan menggunakan peralatan sonar;
- Pemeriksaan bawah laut sepanjang rute saluran pipa dengan menggunakan kendaraan yang dioperasikan dari jarak jauh (jika memungkinkan);
- Survei lapisan katode eksternal;
- Pemeriksaan internal dengan menggunakan *intelligent pig*;
- Survei lokasi dengan menggunakan *pig* jenis geometri; dan

- Survei ulang kondisi dasar laut.

Berdasarkan hasil program pemeriksaan, beberapa bentuk perbaikan sepanjang jaringan perpipaan dapat dilakukan. Hal ini dapat mencakup, tetapi tidak terbatas pada, pemasangan penahan saluran pipa, penimbunan batuan di daerah-daerah tertentu, perbaikan lapisan beton, pemasangan kembali anode, dan pembersihan tumpukan sedimen.

Hasil peluncuran pig (*pigging*), pada penerimaan pig, dapat membawa residu yang terdapat pada dinding perpipaan yang mungkin tergolong sebagai limbah B3 dan juga mungkin mengandung TENORM (*Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material*). Apabila limbah pigging berdasarkan hasil analisis kandungan radioaktif sesuai ketentuan dalam Peraturan Kepala Badan Pengawas Tenaga Nuklir (BAPETEN) Nomor 9 Tahun 2009 tentang Intervensi Terhadap Paparan yang Berasal dari *Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Material* tergolong sebagai limbah yang mengandung TENORM, maka limbah akan dikelola sebagai limbah yang mengandung radioaktif sesuai ketentuan BAPETEN.

Apabila limbah *pigging* tidak mengandung TENORM, maka limbah akan dikelola sesuai peraturan perundangan tentang pengelolaan limbah B3 yang tercantum pada Lampiran IX tentang Limbah B3 dalam PP No. 22 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, serta Permen LHK No. 6 tahun 2021 tentang Tata Cara Dan Persyaratan Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun.

Limbah B3 akan dikirim ke darat untuk dikumpulkan di lokasi TPS Limbah B3 sebelum dikirim ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin dari KLHK

2.2.3.7.3 Pemeliharaan Kilang OLNG dan Fasilitas Pendukungnya

Selama masa produksi, direncanakan adanya kegiatan pemeliharaan Kilang OLNG dan fasilitas pendukung tergantung dari kebutuhan masing-masing fasilitas yang ada. Kegiatan pemeliharaan kilang meliputi perawatan, perbaikan dan penggantian suku cadang (*spare part*) atau bahan, serta sertifikasi atau kalibrasi alat ukur yang digunakan di dalam proses operasi di fasilitas pendukung di darat. Perawatan peralatan-peralatan tertentu akan dilakukan sesuai dengan masa pemeliharaan yang ditentukan oleh vendor (pembuat peralatan) atau diatur oleh peraturan atau standar terkait industri migas, atau bila dirasakan perlu karena fungsi peralatan yang sudah tidak optimal. Spesifikasi jenis peralatan dan frekuensi perawatan peralatan saat ini belum dapat dikemukakan secara detail. Secara umum, program kegiatan perawatan fasilitas pendukung antara lain perawatan secara berkala fasilitas generator, pompa air dan pompa bahan bakar, pembersihan peralatan kerja, fasilitas perkantoran, akomodasi, kendaraan, alat berat dan fisik dermaga.

Filosofi pemeliharaan untuk peralatan kilang dengan tujuan mencapai standar tertinggi keselamatan, integritas, ketersediaan, dan keandalan kilang dengan modal dan biaya operasi yang optimal. Filosofi pemeliharaan keseluruhan adalah untuk meminimalkan aktivitas eksternal dan biaya perawatan, konsisten dengan memenuhi ketersediaan kilang dan persyaratan efisiensi dan mencapai kepatuhan hukum atau peraturan. Inti dari filosofi ini adalah bertujuan untuk menghilangkan kegagalan kritis melalui aplikasi yang difokuskan pada pemantauan kondisi peralatan kunci utama kilang.

Tujuan utama dari Filosofi Pemeliharaan adalah untuk melestarikan aset perusahaan untuk:

- Mematuhi semua peraturan perundang-undangan dan kebijakan perusahaan yang berlaku terkait kesehatan, keselamatan, dan lingkungan.
- Melindungi integritas teknis fasilitas selama siklus hidup aset.
- Berkontribusi untuk memenuhi spesifikasi produksi dalam hal ketersediaan, keandalan dan kualitas dan kuantitas produk.

Pemeliharaan akan menjadi dasar untuk memastikan bahwa:

- Kegiatan pemeliharaan dapat dilakukan secara efisien, efektif dan aman.
- Kilang OLNG dapat dioperasikan dengan waktu penghentian (stop) minimum antara jadwal inspeksi peralatan yang wajib (mandatori).
- Pemeliharaan *online* dapat dilakukan untuk memperpanjang durasi antara *shutdown* kilang dan *turnaround* (kecuali pemeliharaan *turnaround* dan *refrigerant* GT, tidak akan ada kilang *shutdown* atau parsial yang direncanakan).

Pemeliharaan atau perawatan minor dan besar (*major*) yang direncanakan akan dilakukan di Kilang OLNG. Pemeliharaan minor (kecil) akan dilakukan pada turbin gas (opsi penggerak mekanis) setiap tahun. Pada umumnya pemeliharaan utama *train* OLNG akan terjadi setiap tiga hingga empat tahun. Untuk barang (item) non-peralatan seperti drainase bawah tanah, struktur baja, peralatan bangunan, filosofi pemeliharaan akan dikembangkan sebagai rencana perawatan jangka panjang. Klasifikasi pemeliharaan reaktif juga akan dimasukkan. Respons terhadap peralatan yang membutuhkan pemeliharaan reaktif harus konsisten dengan tingkat kekritisannya.

Semua peralatan, pekerjaan (*work line*) dan struktur akan dirancang dan ditempatkan dengan benar untuk akses operasi dan pemeliharaan yang baik, serta selalu mempertimbangkan keselamatan. Bagian penting dari strategi pemeliharaan adalah untuk mencegah kerusakan aset dan memungkinkan peningkatan berkelanjutan (Keandalan Rekayasa) kinerja operasi kilang pasca *start-up*. Oleh karena itu temuan teknis akan dimasukkan kembali ke dalam Sistem Manajemen Pemeliharaan dan dianalisis.

Rencana pemeliharaan akan dikembangkan lebih awal pada tahap EPCI bersama input operasi yang memadai untuk memastikan transisi yang mulus ke fase operasi. Pada kegiatan pemeliharaan akan dihasilkan limbah B3 dan non B3 yang akan ditangani sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku sebagaimana dikemukakan pada Bagian A.11.

2.2.3.7.4 Pemeliharaan Fasilitas Kelautan

Filosofi seluruh pemeliharaan adalah untuk memelihara semua fasilitas sedemikian rupa sehingga integritas teknis terjamin; standar dan kewajiban hukum dipenuhi, dan tunduk pada tujuan perusahaan ini dalam hal permintaan produksi dan biaya dapat dicapai dengan aman.

Secara umum, sumber daya pendukung yang dikontrak akan dimobilisasi sedemikian rupa ketika diminta untuk melaksanakan semua pemeliharaan rutin. Pemecahan masalah lini pertama akan dikelola oleh personel kilang yang telah memiliki pelatihan teknis khusus untuk memenuhi tujuan ini.

Fasilitas kelautan (*marine*) harus dapat mengekspor LNG dan Kondensat dari tangki-tangki penyimpanan di darat (*onshore*), labuhan pendukung dan kapal-kapal pemasok lepas pantai, dan menyediakan kapabilitas logistik untuk mendukung konstruksi kilang di darat, pemeliharaan dan

operasi. Oleh karena itu untuk mendapatkan kelangsungan fungsi setiap fasilitas kelautan agar terus berfungsi dengan baik tanpa ada permasalahan maka perlu pemeliharaan rutin untuk setiap fasilitas kelautan sesuai kebutuhannya.

Fasilitas kelautan yang perlu dilakukan pemeliharaan antara lain:

1. TUKS-Dermaga Pemuatan LNG dan Kondensat yang terdiri dari suatu platform Pemuatan LNG maupun Kondensat, *mooring dolphin*, penahan tumpahan dan drainase, *mooring* sistem monitoring pemuatan dan akses jalan di area dermaga.
2. TUKS-Dermaga Bongkar Muat, yang terdiri dari:
 - Dermaga Pemuatan material (*Material Offloading Facility/MOF*)
 - Dermaga Umum/Multifungsi (*General Purpose Wharf/ GPW*)
 - *Heavy Duty Ramps*
3. *Causeway* dan *Trestle Bridge* sebagai jalur lintasan ke dermaga.
4. Pemeliharaan alat bantu navigasi, operasi kelautan dan sistem monitoring lingkungan.

2.2.3.8 Konsumsi Bahan Bakar

FPSO

Selama tahap operasi FPSO, bahan bakar minyak diesel diperlukan untuk Pembangkit Listrik Esensial bertenaga Diesel (*Essential Diesel Generator*), Pembangkit Listrik Darurat bertenaga Diesel (*Emergency Diesel Generator*), bahan bakar pompa pemadam kebakaran (*Fire Water Pumps*) dan *Pedestal Crane*.

Pembangkit Listrik Tenaga Gas (*Gas Turbine Generator*) berbahan bakar ganda juga akan menggunakan bahan bakar minyak diesel pada saat *start-up*, sedangkan pada saat operasi normal, Pembangkit Listrik Tenaga Gas (*Gas Turbine Generator*) akan menggunakan bahan bakar gas. Kebutuhan bahan bakar minyak diesel maksimum diperkirakan sebesar 1.706 m³/tahun. Bahan bakar diesel akan ditransfer dari kapal logistik dengan menggunakan selang fleksibel yang dilengkapi dengan alat ukur sebelum disimpan dalam 2 (dua) tangki penyimpanan bahan bakar diesel yang terletak di dalam lambung FPSO. Tangki-tangki penyimpanan bahan bakar diesel berkapasitas masing-masing 1.641 m³.

Bahan bakar diesel akan ditransfer dari kapal suplai dengan menggunakan koneksi selang pemuatan curah dialirkan ke tangki penyimpanan diesel. Bahan bakar diesel akan ditransfer ke berbagai tangki mesin diesel pengguna melalui perpipaan yang terhubung ke sistem distribusi diesel.

OLNG

Selama operasi Kilang OLNG, bahan bakar diesel diperlukan untuk Pembangkit Listrik Darurat Bertenaga Diesel (*Emergency Diesel Generator*), peralatan darurat bertenaga diesel lainnya, dan untuk kegiatan operasional dan pemeliharaan, termasuk untuk kapal dan kendaraan operasi.

Bahan bakar diesel untuk operasi Kilang OLNG akan disimpan di tangki penyimpanan diesel di area utilitas di dalam Kilang OLNG. Bahan bakar diesel diterima dari kapal pemasok melalui sambungan selang yang disediakan di TUKS-Dermaga Bongkar Muat atau dari truk pemasok diesel apabila melalui jalur darat. Tangki penyimpanan diesel akan dilengkapi dengan *secondary containment*.

Konsumsi bahan bakar diesel selama masa operasi Kilang OLNG diperkirakan sebesar 2.000 m³/bulan dan total kapasitas penyimpanan sebesar 2.000 m³.

Bahan bakar diesel akan ditransfer dari kendaraan suplai dengan menggunakan koneksi selang pemuatan curah yang terletak di jalan ke tangki penyimpanan diesel atau dimuat dari kapal di dermaga dan dialirkan melalui pipa ke tangki penyimpanan diesel. Bahan bakar diesel akan ditransfer ke berbagai tangki mesin diesel pengguna melalui perpipaan yang terhubung ke sistem distribusi diesel.

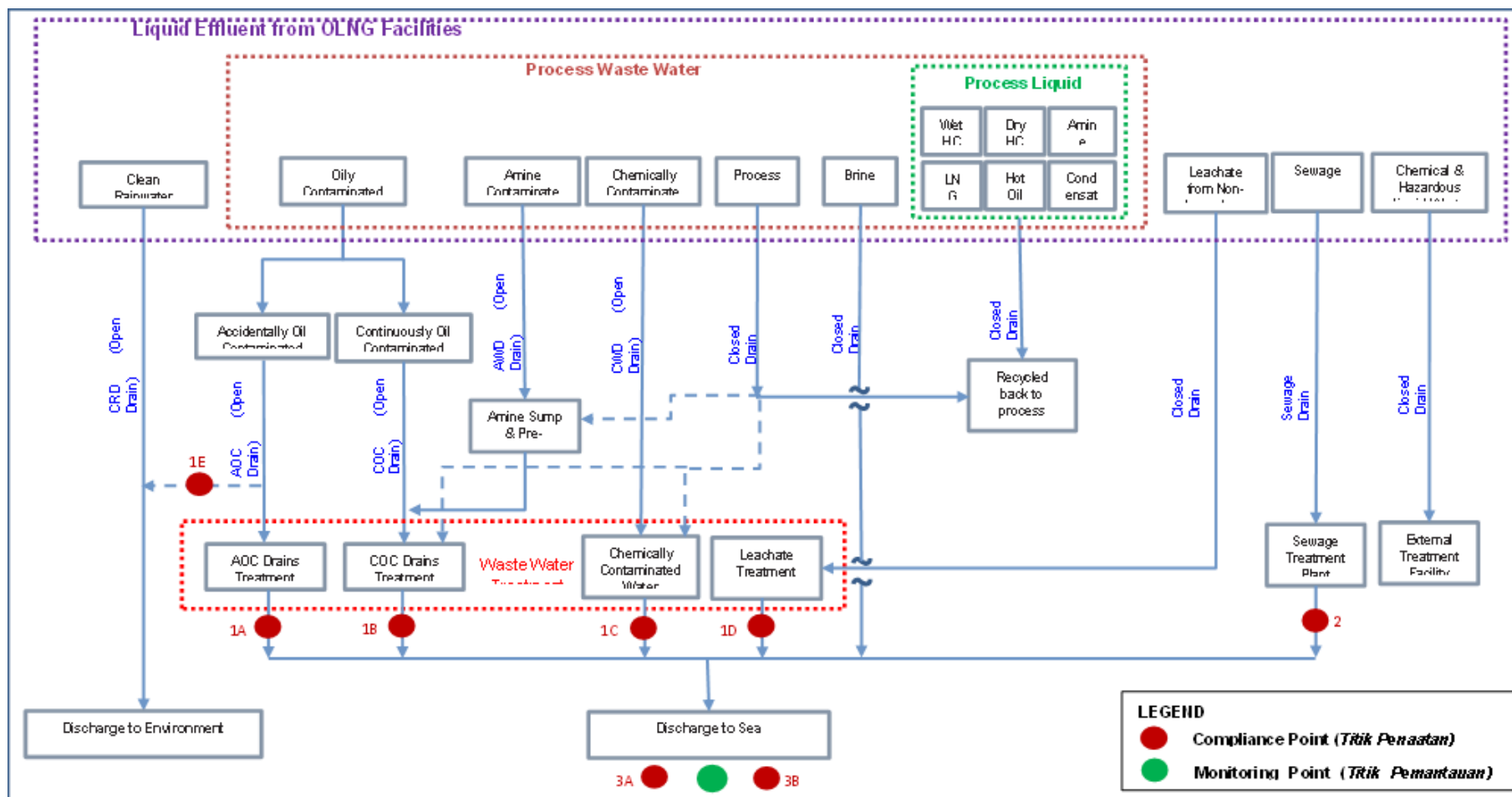
Komponen lingkungan yang diidentifikasi sebagai dampak potensial dalam proses pelingkupan oleh konsumsi bahan bakar (pembakaran minyak diesel) adalah kualitas udara (peningkatan konsentrasi SO₂, NO_x, dan CO), gas rumah kaca (peningkatan emisi CO₂, CH₄ dan NO_x), pencemaran tanah (peningkatan konsentrasi TPH) dan pencemaran air laut (peningkatan konsentrasi minyak dan lemak) oleh kemungkinan ceceran minyak saat pemindahan minyak diesel. Dari keempat dampak potensial tersebut, hanya peningkatan emisi gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan N₂O) yang ditetapkan sebagai Dampak penting hipotetik (DPH). Pelepasan gas rumah kaca (CO₂, CH₄ dan NO_x) akan dihitung dari seluruh konsumsi bahan bakar dan dimasukkan sebagai total emisi gas rumah kaca dari sumber-sumber lainnya selama tahap operasi.

Beberapa prosedur pencegahan pencemaran udara, tanah dan air laut yang akan diterapkan antara lain pemasangan tanggul (*secondary containment*) pada sekeliling tangki-tangki penyimpanan bahan bakar, pemakaian kendaraan yang lolos uji emisi (sesuai persyaratan peraturan dan sesuai persyaratan perusahaan), penggunaan pembangkit listrik tenaga diesel low NO_x (dilengkapi dengan converter) dan mempersiapkan rencana tanggap darurat untuk tumpahan minyak (garis besar Rencana Tanggap Darurat tercantum pada Bagian Rencana Tanggap Darurat Butir E).

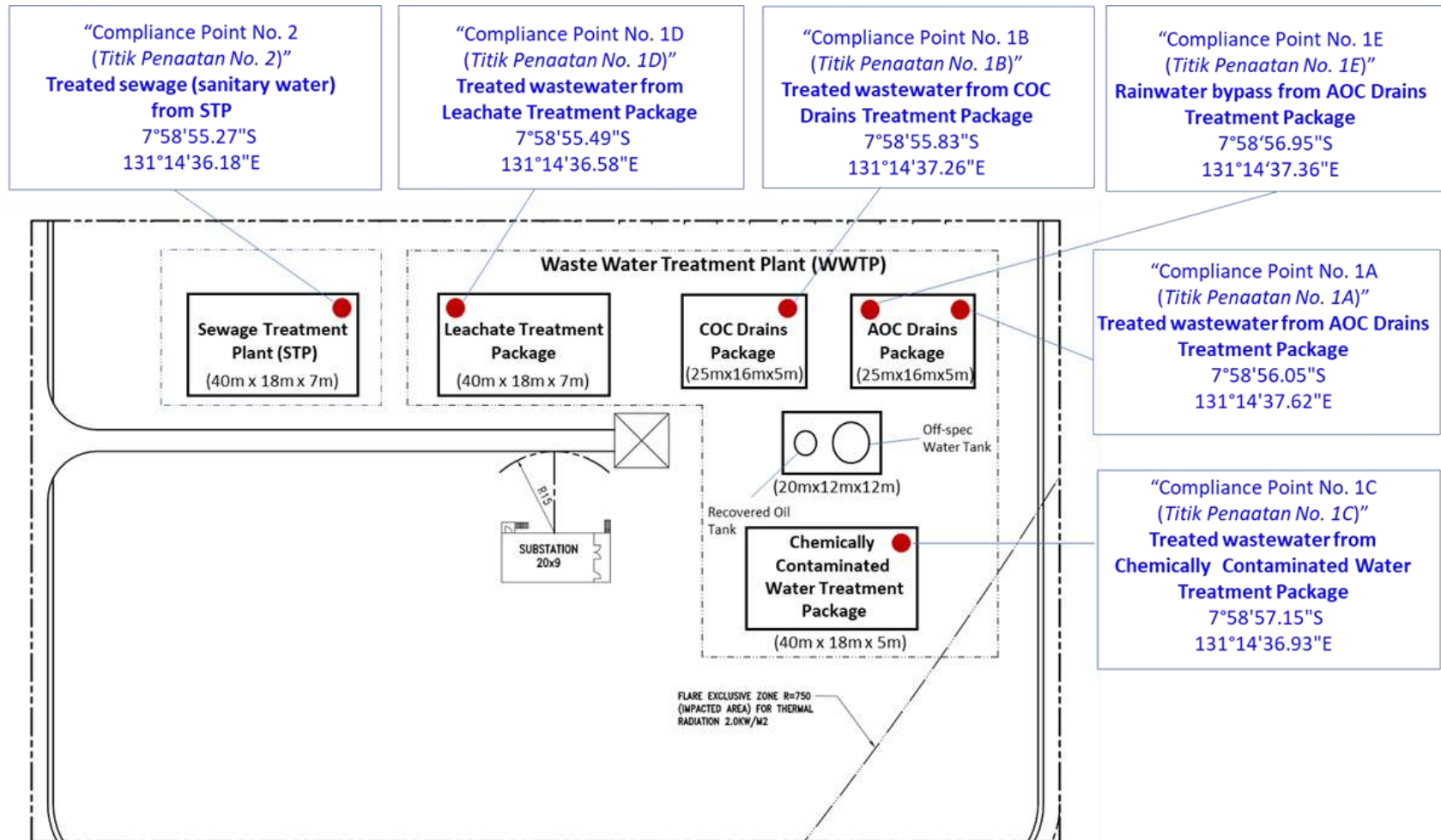
2.2.3.9 Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah

2.2.3.9.1 Pengolahan dan Pembuangan Air Limbah (Limbah Domestik, Limbah Berminyak, dan Limbah Terkontaminasi)

Kegiatan operasi Kilang OLNG akan menghasilkan air limbah, diantaranya limbah domestik (*sewage* atau *sanitary water*), limbah air proses (limbah berminyak dan limbah terkontaminasi) dan air lindi dari *landfill* non B3. Sebagai bagian dari persetujuan teknis, air limbah proses akan diolah di fasilitas Pengolahan Air Limbah (*Wastewater Treatment Plant* atau WWTP). Air limbah *Sewage* akan diolah menggunakan IPAL limbah domestik (*sewage treatment plant*) yang memenuhi persyaratan sesuai SNI 8455:2017 (perencanaan pengolahan air limbah rumah tangga dengan sistem reaktor anaerobik bersekat (SRAB) atau standar internasional lainnya), sehingga air keluaran (efluen) dari fasilitas pengolahan limbah ini memenuhi baku mutu sesuai dengan peraturan perundangan yang berlaku sebelum dibuang ke laut. Air limbah yang terkontaminasi bahan kimia dan air limbah B3 akan dikirim ke pengelola limbah B3 yang memiliki izin dari KLHK. Bagan alir pengelolaan air limbah OLNG tercantum dalam Gambar II-55 dan titik penataan untuk setiap jenis air limbah tercantum dalam Gambar II-56. Air limbah proses dan limbah lainnya dari pengoperasian Kilang OLNG akan disatukan dengan pembuangan *Brine Water* dengan rencana letak lokasi pembuangan air limbah (outfall) ditunjukkan pada Gambar II-57. Kapasitas desain fasilitas pengolahan air limbah ini akan memperhitungkan kapasitas desain kilang OLNG dan jumlah maksimum tenaga kerja yang akan berada di lokasi Kilang OLNG pada tahap operasi.



Gambar II-55. Diagram Alir Pengelolaan Air Limbah Kilang OLNG



Note: Dimension shown is Length x Width x Height (in meter)

Gambar II-56. Titik Penaatan Air Limbah di OLANG



Gambar II-57. Lokasi *Outfall* Pembuangan Air Limbah dari OLNG

Volume dari setiap jenis air limbah yang dihasilkan dari operasi OLNG tercantum dalam Tabel II-26.

Tabel II-26. Jenis dan Volume Air Limbah

No.	Jenis Air Limbah	Volume
1	Air Limbah Terolah dari WWTP:	
	Air Limbah Terolah dari AOC <i>Drains Treatment package</i>	240 m ³ /hari (Note 1)
	Air Limbah Terolah dari COC <i>Drains Treatment package</i>	240 m ³ /hari
	Air Limbah Terolah dari <i>Chemically Contaminated Waste Treatment package</i>	240 m ³ /hari
	Air Limbah Terolah dari <i>Leachate Treatment package</i>	1.200 m ³ /hari (Note 2)
	Total Air Limbah Terolah dari WWTP	1.920 m ³ /hari
2	Air Limbah Terolah dari <i>Sewage Treatment Plant</i> (STP)	600 m ³ /hari (Note 3)
3	<i>Brine Water</i>	7.200 m ³ /hari
TOTAL		9.720 m³/hari

Catatan:

1. AOC *Drains Treatment* hanya dioperasikan selama kegiatan pemeliharaan atau kebocoran yang tidak disengaja. aliran selama operasi normal adalah nol
2. Berdasarkan kapasitas pompa lindi maksimum dari proyek referensi.
3. Debit rata-rata harian dari STP, sedangkan debit maksimum STP pada jam sibuk yang akan menentukan kapasitas STP adalah 128 m³/jam

Accidentally Oil Contaminated (AOC) *drains treatment*, *Continuously Oil Contaminated* (COC) *drains treatment*, *chemically contaminated water treatment*, dan *leachate treatment* merupakan bagian dari *Wastewater Treatment Plant* yang mengolah air limbah proses OLNG. AOC *Drains Treatment* dan COC *Drains Treatment* ditujukan untuk mengolah air limbah terkontaminasi minyak. Sementara *chemically contaminated water treatment* ditujukan untuk mengolah air limbah yang terkontaminasi bahan kimia dengan proses netralisasi.

Air lindi dari landfill non-B3 diolah di *leachate treatment* dengan menggunakan proses biologis yang terdiri dari proses anaerobik, aerobik, dan denitrifikasi. Lumpur biologis yang dihasilkan dari proses pengolahan limbah akan dikembalikan ke reaktor, sedangkan lumpur limbah akan mengalami proses pengentalan dan pengeringan yang akan menghasilkan bio-sludge padat. Bio-sludge padat yang dihasilkan akan dianalisis untuk menentukan opsi pembuangan, yaitu Landfill Non-B3 atau fasilitas pembuangan eksternal. Diagram alir blok pengolahan lindi ditunjukkan Gambar II-58.

Berbeda dengan air limbah proses, air limbah domestik dari kegiatan operasional OLNG diolah di *Sewage Treatment Plant*. Sistem pembuangan limbah akan menerima semua limbah domestik dari *Central Control Building* (CCB), akomodasi permanen, camp operasi jangka panjang, Gedung administrasi, dan bangunan lainnya. Sistem pembuangan limbah secara keseluruhan akan dirancang untuk memenuhi beban puncak. Blok diagram dari proses pengolahan di *Sewage Treatment Plant* ditunjukkan pada Gambar II-59.

Hasil pengolahan dari masing-masing jenis air limbah pada operasi OLNG akan mengacu kepada baku mutu sesuai yang tercantum pada Persetujuan Teknis Pemenuhan Baku Mutu Air Limbah yang Dibuang ke Laut dari kegiatan OLNG dengan Surat No S.376/PPKL/PPKPL/PKL-1/9/202, yang meliputi (1) Outlet WWTP COC, (2) outlet WWTP AOC, (3) Outlet WWTP *Chemically Contaminated Water*, (4) Outlet WWTP *Leachate Treatment*, (5) *Outlet Sewage Treatment Plant*, (6) Air Limbah