

CAPITULO II

DESCRIPCION DEL PROYECTO

CONTENIDO

SECCIÓN	PÁGINA
1.0 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Naturaleza del Proyecto.....	2
1.2 Justificación y Objetivos	3
1.3 Inversión Requerida	3
1.4 Duración de la Planta	3
1.5 Planes de Crecimiento Futuro	4
1.6 Situación Legal del Predio Seleccionado	4
1.7 Consideración de Sitios Alternativos	4
2.0 COMPONENTES DEL PROYECTO.....	6
2.1 Planta de Licuefacción	7
2.1.1 Unidad Receptora del Gas de Alimentación (FRU).....	7
2.1.2 Unidad de Retiro de Gas Ácido (AGRU)	9
2.1.2.1 Tratamiento de Gas.....	9
2.1.3 Unidad Deshidratadora	9
2.1.4 Absorbedor de Carbón Activado.....	10
2.1.5 Unidad de Refrigeración/Liquefacción.....	10
2.1.5.1 Licuefacción de Gas Natural.....	11
2.1.5.2 Circuito de Propano	11
2.1.5.3 Circuito de Refrigerante Mixto	12
2.1.6 Almacenamiento de GNL	13
2.1.7 Almacenamiento de Refrigerantes	15
2.2 Instalaciones Marinas.....	15
2.2.1 Puente de Caballetes.....	15

2.2.2	Rompeolas.....	16
2.2.3	Canal de Acceso para Navegación de Buque -Tanques de GNL.....	16
2.2.4	Atracadero del Buque-Tanque y Muelle de Carga de GNL.....	17
2.2.5	Atracaderos para Remolcadores.....	18
2.2.6	Muelle de Servicios	18
2.2.7	Otras Instalaciones Marinas	18
2.2.7.1	Manejo del Vapor	18
2.2.7.2	Ayudas de Navegación.....	19
2.2.7.3	Brazos de Cargue de GNL.....	20
2.2.7.4	Drenaje y Contención de Derrames de GNL.....	20
2.2.7.5	Estructuras de Defensas Laterales y de Amarre.....	21
2.2.7.6	Torre de Acceso.....	21
2.2.7.7	Asistencia para el Atraque de Buques y Sistema de Monitoreo del Cargue de GNL.....	21
2.3	Servicios Básicos	21
2.3.1	Sistema de Generación de Energía	22
2.3.1.1	Generadores de Energía	22
2.3.1.2	Generadores de Emergencia	22
2.3.2	Sistema de Gas Combustible	22
2.3.3	Sistema de Medios de Calentamiento	23
2.3.3.1	Sistema de Aceite Caliente	23
2.3.3.2	Bomba de Transferencia de Aceite Caliente.....	24
2.3.3.3	Tanque de Expansión de Aceite Caliente	24
2.3.3.4	Bomba de Circulación de Aceite Caliente.....	24
2.3.3.5	Calentadores de Aceite Caliente	25
2.3.3.6	Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente	25
2.3.4	Sistema de Almacenamiento de Diesel/Gasolina	25
2.3.5	Sistema de Nitrógeno.....	26
2.3.6	Sistemas de Aire para la Planta y los Instrumentos	27
2.3.7	Sistema de Protección Contra Incendios	27
2.3.7.1	Sistema de Rociadores contra Incendios y Mangueras.....	29
2.3.7.2	Monitores de Incendios	30

2.3.7.3	Sistema de Espuma de Gran Expansión	30
2.3.7.4	Productos Químicos en Polvo	30
2.3.7.5	Equipos Contra Incendios Portátiles.....	30
2.3.7.6	Sistema de Detección de Incendios y Gas y Señales de Alarma.....	31
2.3.7.7	Duchas de Emergencia y Unidades para Lavado de Ojos	31
2.3.7.8	Personal Entrenado	31
2.3.8	Sistema de Venteo y Purga.....	31
2.3.9	Controles de la Planta y Sistemas de Información	32
2.3.10	Sistema de Servicios de Agua.....	33
2.3.10.1	Sistema de Suministro de Agua de Mar.....	33
2.3.10.2	Sistema de Agua de Servicio	33
2.3.10.3	Sistema de Agua Potable	34
2.3.10.4	Sistema de Agua de la Comunidad.....	35
2.3.10.5	Sistema de Agua Desmineralizada	35
2.3.11	Recolección, Tratamiento y Disposición de Agua Residual	35
2.3.11.1	Agua Residual.....	36
2.3.11.2	Agua Residual del Proceso.....	37
2.3.11.3	Agua Residual Proveniente del Área de Servicios	37
2.3.11.4	Agua Residual Sanitaria	37
2.3.11.5	Escorrentía de Agua Residual Potencialmente Contaminada	37
2.3.11.6	Escorrentía de Agua Limpia	38
2.3.11.7	Incinerador	38
2.4	Edificaciones de Administración y Alojamiento del Personal e Infraestructura.....	38
2.4.1	Edificaciones	39
2.4.2	Carreteras, Puentes, Muros y Drenaje	39
2.4.3	Áreas de Almacenamiento de Equipos	40
3.0	CONSTRUCCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES.....	40
3.1	Programa de Construcción e Infraestructura.....	40
3.1.1	Campamento Temporal de Construcción.....	40
3.1.2	Instalaciones	40
3.1.3	Planta de Licuefacción.....	41
3.1.4	Instalaciones Marinas	41

3.1.5	Servicios Básicos	42
3.1.6	Pruebas.....	43
3.2	Preparación del Terreno	43
3.2.1	Actividades de Movimiento de Tierras y Obras Temporales.....	44
3.2.2	Medidas de Control.....	45
3.3	Construcción e Instalación de Unidades de Proceso y Fuerza de Trabajo	46
3.3.1	Personal de Construcción.....	46
3.4	Materias Primas.....	48
3.5	Manejo de Equipos y Materiales de Construcción	48
3.6	Emisiones.....	50
3.6.1	Aire	50
3.6.2	Residuos Sólidos	51
3.6.3	Fuentes de Descarga de Efluentes Líquidos	51
4.0	OPERACIÓN DE LA PLANTA.....	51
4.1	General.....	51
4.2	Personal que trabajará en el sitio	52
4.3	Operaciones Marinas.....	53
4.4	Operaciones de Carga de GNL a los Buque-Tanques.....	53
4.5	Mantenimiento	54
4.6	Materiales de la Planta	54
4.7	Emisiones y Descargas.....	55
4.7.1	Emisiones de Aire	55
4.7.2	Fuentes de Descarga de Efluentes Líquidos	55
4.7.3	Fuentes de Residuos Sólidos	56
5.0	CIERRE DEL SITIO/RETIRO DE LAS INSTALACIONES.....	57

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación del Proyecto
Figura 2	Plano General de la Planta con Topografía
Figura 3	Planta General
Figura 4	Alternativas de Ubicación del Proyecto
Figura 5	Diagrama de Flujo de todo el Proceso en Planta
Figura 6	Diagrama de Flujo de Pre-Tratamiento del Gas Natural
Figura 7	Diagrama de Flujo Proceso Refrigeración y Licuefacción
Figura 8	Diagrama de Flujo del Sistema de Almacenamiento y Cargue de GNL
Figura 9	Perfil del Puente de Caballetes y del Atracadero del Buque-Tanque.
Figura 10	Detalle del Puente de Caballetes y Estructuras
Figura 11	Plano del Rompeolas Tipo Berma
Figura 12	Secciones Transversales del Rompeolas
Figura 13	Canal de Navegación
Figura 14	Plano de Configuración del Sistema de Amarre
Figura 15	Diagrama de Flujo del Sistema de Gas Combustible
Figura 16	Diagrama de Flujo del Sistema de Calentamiento del Aceite
Figura 17	Diagrama de Flujo del Sistema de Combustible Diesel
Figura 18	Diagrama de Flujo del Sistema de Aire y Nitrógeno
Figura 19	Diagrama de Flujo del Sistema de Agua Contra Incendios
Figura 20	Diagrama de Flujo del Sistema de Antorcha y Venteo
Figura 21	Diagrama de Flujo del Sistema de Agua para Servicios
Figura 22	Diagrama de Flujo del Tratamiento de Agua de Efluentes
Figura 23	Cronograma de Actividades de Construcción
Figura 24	Requerimientos de Mano de Obra por Mes

1.0 INTRODUCCIÓN

PERU LNG S.R.L. de aquí en adelante llamada la “Compañía” está proyectando la construcción de una Planta para la licuefacción y exportación de Gas Natural (Planta) denominado en la actualidad como el Proyecto de Exportación de GNL (Proyecto), el cual se ubicará en un área sin previa intervención antrópica conocida como la Pampa Melchorita, ubicada sobre la costa oeste del Perú.

La Evaluación de Impacto Ambiental y Social que se presenta en este documento evalúa el Proyecto de producción de GNL, el cual será posteriormente transportado y exportado por vía marítima. El Proyecto estará ubicado al Sur de Lima en el área costera y árida de 521 hectáreas de Pampa Melchorita, ubicada en el lado oeste de la Carretera Panamericana Sur entre los Kilómetros 167 y 170.

El Proyecto proporcionará al Perú la inversión de capital, la generación de empleos, la creación de infraestructura, la generación de ingresos a través de regalías e impuestos, y un balance positivo de divisas proveniente de la exportación de energía.

El Proyecto comprende la construcción y operación de una Planta de Licuefacción y Exportación de GNL con una capacidad de 4.4 millones de toneladas métricas por año (MTMA). La planta procesará gas natural proveniente de los yacimientos de gas en la región de Camisea, ubicada a 500 Km al este de Lima. Se planea que la ingeniería de detalle y la construcción del Proyecto inicien en el año 2004 y la primera producción de GNL en el 2007. La instalación incluirá un muelle para el carga del producto de GNL a los buque-tanques y su transporte por vía marítima a los clientes potenciales. La Figura 1 muestra la ubicación del Proyecto así como sus áreas adyacentes.

El Proyecto consta de los siguientes componentes (Figuras 2 y 3 Esquema General del Proyecto):

- Planta de Licuefacción;
- Instalaciones Marinas;
- Administración, Alojamiento del Personal, Infraestructura y Servicios.

Los proyectos relacionados a este incluyen un gasoducto de alta presión que transportará el gas de alimentación desde el Proyecto de Gas de Camisea hasta la planta. El EIA para el gasoducto

principal a Lima ya ha sido aprobado por las autoridades reguladoras. La línea del ramal de 2 Km. que va desde el gasoducto principal hasta el área de la planta se presentará en un EIA separado.

El GNL se produce cuando el gas natural es enfriado aproximadamente a menos 163 grados Celsius (°C) a presión atmosférica. Dado que existen limitaciones económicas por la distancia a la que el gas natural tiene que ser transportado mediante gasoductos ubicados en tierra o mar adentro, la forma económica y segura que facilita el transporte y el almacenamiento de gas natural es la licuefacción del gas natural, obteniéndose GNL. El GNL ocupa un volumen aproximado de 1/600 del volumen equivalente de gas natural, lo cual facilita el almacenamiento y transporte del suministro a granel de GNL empleando embarcaciones marinas especiales.

El GNL pesa menos que el agua, es inodoro, incoloro, no es corrosivo ni tóxico. Los vapores de GNL son inflamables solamente bajo ciertas condiciones específicas que requieren una concentración de gas metano de aproximadamente 5.3% y 15% en el aire y una fuente de ignición. Una de las características del GNL es que no es explosivo.

El Proyecto ha sido diseñado para ser eficiente tanto económicamente como ambientalmente, proporcionando a la vez una fuente alternativa de combustible no contaminante para el mercado internacional.

1.1 Naturaleza del Proyecto

El Proyecto de Exportación de GNL tiene planeado diseñar y construir una planta para la conversión del Gas Natural en Gas Natural Licuefactado (GNL) con una capacidad nominal de 4.4 millones de toneladas métricas por año (MTMPA).

Debido a su ubicación, características y componentes tendrán jurisdicción sobre el proyecto entidades gubernamentales como el Ministerio de Energía y Minas, la Marina de Guerra y otras entidades de carácter nacional e inclusive del gobierno local. La Compañía obtendrá la autorización de las entidades correspondientes, de conformidad con las leyes aplicables y el marco legal e institucional descrito en el Capítulo I del presente EIA.

1.2 Justificación y Objetivos

Las reservas de gas recuperables del Proyecto Camisea han sido estimadas en 3.11×10^{11} m³ con tasas máximas de producción de aproximadamente 13.0×10^9 m³/año. Las reservas de gas natural serán utilizadas al máximo nivel en el Perú para el consumo doméstico e industrial.

La planta procesará los excedentes del suministro de gas natural de 6.7×10^9 m³/año para su exportación con el fin de satisfacer la demanda mundial creciente de GNL. Además de los beneficios económicos mencionados previamente tales como la inversión de capital, generación de empleos, creación de infraestructura, generación de ingresos a través de regalías e impuestos, y un balance positivo de divisas proveniente de la exportación de energía, este Proyecto también añadirá otros 4 beneficios claves que consisten en:

- El Proyecto Camisea incrementará el desarrollo al proveer de un mayor suministro de gas natural y líquidos al Perú tales como propano, butano, nafta, diesel para uso doméstico;
- Habrá un nuevo flujo de oportunidades de empleo e inversiones extranjeras durante la construcción y operación de las nuevas instalaciones y será un incentivo para que otras inversiones extranjeras exploren y desarrollen reservas adicionales de gas natural en el Perú;
- Logrará una mayor estabilidad en el precio del gas natural y mayores ingresos al gobierno del Perú por la venta a largo plazo del GNL exportado, y
- Tendrá un impacto económico en el área y un suministro confiable y constante de una fuente estable de gas natural, siendo un combustible limpio o materia prima que apoyará a la expansión de proyectos industriales y comerciales de Cañete.

1.3 Inversión Requerida

La inversión de capital estimada para la instalación de la planta de GNL y el terminal marino de Camisea es de aproximadamente US\$ 1,000 MM de dólares.

1.4 Duración de la Planta

La duración proyectada para la planta será aproximadamente de 30 años y puede extenderse proporcionando una adecuada operación y mantenimiento (O&M) basados en la amplia experiencia internacional en la construcción y operación de plantas.

La Compañía implementará prácticas de O&M con el fin de extender la vida útil de la planta. Las prácticas de O&M serán tratadas en el manual de operaciones y en los programas que serán diseñados para mantener todos los equipos a su máxima eficiencia mientras se proporciona mantenimiento y se reemplaza las partes según sea necesario. La planta implementará un amplio programa de monitoreo de las condiciones y mantenimiento.

Al final de la vida de la planta, los equipos serán desmantelados y vendidos en el mercado libre y el área será restaurada para darle otros usos industriales.

1.5 Planes de Crecimiento Futuro

La planta de GNL va a ser construida como una instalación de tren simple, para una producción nominal de 4.4 millones de toneladas métricas por año (MTMPA). El área de la planta tiene espacio disponible para un segundo tren, en el presente no se tiene previsto planes o inversiones adicionales para la planta de GNL.

1.6 Situación Legal del Predio Seleccionado

El lugar propuesto para la planta estará ubicado en un predio comprado a la Superintendencia de Bienes Nacionales (SBN). Este predio de 521 hectáreas, denominado Pampa Melchorita, fue previamente transferido del Ministerio de Agricultura al SBN para la venta al proyecto, a un precio de mercado razonable aprobado por un decreto supremo firmado por el Ministro de Economía y Finanzas en el que se aprueba la venta. La propiedad será considerada como zona industrial por la Municipalidad de Cañete.

1.7 Consideración de Sitios Alternativos

Se desarrollaron extensos estudios a lo largo de la costa del Perú para identificar la ubicación apropiada del proyecto. Durante el proceso de selección del lugar, se identificó y evaluó los lugares potenciales empleando los siguientes parámetros y criterios:

- Evaluar lugares costeros potenciales ubicados dentro de los 200 Km. al sur de Lima. Los criterios de selección inicial requerían un terreno mínimo de 100 hectáreas;
- Descartar todos los lugares que tengan áreas con un alto grado de sensibilidad ambiental;

- Descartar todas las áreas densamente pobladas;
- Identificar terrenos despejados en la costa, con una distancia mínima desde la orilla hasta una profundidad de por lo menos 15 m en el mar y una altitud de por lo menos 20 m sobre la costa para mitigar los efectos de amenaza de los tsunamis;
- Excluir áreas donde la preparación del terreno implique dificultades considerables;
- Excluir áreas con potencial de licuefacción del suelo por causa de sismos, inestabilidad del suelo debido a movimientos del suelo y lo más importante, ninguna cercanía a fallas y suelos sísmicamente inestables debido a las zonas de alta sismicidad (terremotos) presentes en Perú;
- Excluir áreas donde se requerirá un dragado significativo y se requerirá también un dragado continuo para su mantenimiento;
- Dar preferencia a las condiciones oceánicas apropiadas para operaciones seguras de atraque de buque-tanques;
- Dar preferencia a sitios con proximidad a centros comerciales que puedan proporcionar materias primas y mano de obra; y
- Dar preferencia a sitios con suficiente área para proveer terreno suficiente para posibles expansiones.

Empleando los criterios arriba mencionados, se identificaron 17 sitios específicos entre las ciudades de Pisco y Lima durante el año 2001; se efectuaron visitas a los lugares considerados como candidatos con el fin de recolectar información adicional. Los principales sitios considerados como candidatos incluyeron los siguientes lugares y sus respectivas distancias al sur de Lima: Sarapampa (106 a 110 Km.); 12 áreas de playa (113 a 131 Km.), Punta Corriente (123 Km.), Cerro Azul (130 Km.), Pampa Clarita (154 Km.) y Pampa Melchorita (167 Km.) (Ver Figura 4).

A partir de esta investigación se seleccionaron inicialmente dos sitios para efectuar investigaciones más detalladas, Pampa Clarita (154 Km. al sur de Lima) y Punta Corriente (122 Km. al sur de Lima). Durante el Diseño de Ingeniería (Front End Engineering Design) se identificó que el Proyecto necesitaba un espacio de terreno mayor de 150 hectáreas, razón por la cual, se descartó considerar el sitio de Punta Corriente debido a su limitado espacio de terreno en un área fuertemente desarrollada. Pampa Clarita ubicada a 154 Km. al sur de Lima fue considerada como el sitio preferido debido a su

mayor disponibilidad de espacio del terreno y a su menor costo para la preparación del terreno por lo que se investigó este sitio más detalladamente. De este modo, en el área de Pampa Clarita se efectuaron estudios de ingeniería tanto en la costa como en el mar, estudios ambientales de línea base, estudios arqueológicos, geotécnicos, y socio-económicos. El área de Pampa Clarita fue descartada con base en los resultados de los estudios efectuados en esa zona; entre ellos se encontraron arcillas expansivas, las cuales crean condiciones inestables en las cimentaciones de los tanques de almacenamiento de GNL y debido también a los impactos socio-culturales y arqueológicos que podrían generar la construcción de la Instalación propuesta en este sitio.

Pampa Melchorita fue considerada el tercer sitio más probable para el Proyecto, pero no fue seleccionada inicialmente como el sitio preferido debido a su elevada ubicación de 135 msnm, lo cual requiere una significativa carretera de acceso a la costa. Además, se esperaba que debido a su altitud disminuiría la cantidad de GNL que podría ser embarcada debido al vapor de gas adicional que se generaría por el aumento de la temperatura durante el transporte de GNL por gasoductos desde la altura de 135 msnm hasta el nivel de mar en las instalaciones marinas para el cargue del buque-tanque. Sin embargo, después de adicionales evaluaciones de ingeniería se diseñó una configuración más segura y más económica para el sitio. Esta configuración empleara un drenaje por gravedad hacia un sumidero remoto de contención secundaria situado a una altitud de 70 m. Esto permitirá el empleo de dos tanques de 110,000 m³ de doble pared con una contención simple para el almacenamiento de GNL, versus la configuración inicial de un tanque 185,000 m³ de contención completa, contrarrestando de esta manera las desventajas de la altitud del sitio. Con esta nueva configuración, Pampa Melchorita fue entonces seleccionada como el sitio para la instalación del proyecto de Exportación de GNL y el sitio para la realización del estudio EIA objeto del presente informe.

2.0 COMPONENTES DEL PROYECTO

En las secciones a continuación se presenta una descripción de las principales unidades de proceso de la planta. La Figura 5 presenta un diagrama global de bloques del proceso. Las Figuras 6, 7 y 8 presentan respectivamente diagramas de bloques detallados de los procesos de tratamiento de gas natural y de refrigeración y licuefacción. El gas natural crudo proveniente del Proyecto Camisea es procesado en Malvinas en donde es filtrado, secado y se retiran el propano, butano, nafta y otros componentes más pesados asociados al gas. No son conocidos componentes de azufre en este gas

natural crudo. Un ramal que se desprenderá de la tubería principal (Camisea – Lima) llevará el gas de alimentación procesado seco y limpio hacia la planta de GNL. El Proyecto propuesto de Exportación de GNL tal como se describe en el presente EIA inicia en la brida de salida de la trampa del raspador del ramal.

2.1 Planta de Licuefacción

La planta propuesta involucra la construcción y operación de una planta de GNL con una capacidad de 4.4 millones de toneladas métricas por año empleando un proceso de licuefacción de refrigerante mixto con propano pre-enfriado de Air Products and Chemicals, Inc (APCI).

La planta contiene las siguientes unidades de proceso:

- Receptor del Gas de Alimentación, Separador de Líquidos, Medidor de Gas y Reductor de Presión;
- Retiro de Gas Ácido (Dióxido de Carbono);
- Unidades de Deshidratación y de Adsorción de Gas;
- Refrigeración y Licuefacción;
- Almacenamiento de GNL;
- Almacenamiento de Refrigerantes;
- Instalación Marina de Carga de GNL.

Las principales unidades de proceso de la planta en el área del proyecto estarán ubicadas a una altitud de 135 msnm y los Tanques de Almacenamiento de GNL estarán ubicados a una altitud de 127 msnm.

2.1.1 Unidad Receptora del Gas de Alimentación (FRU)

Como medida de seguridad, la Unidad Receptora del Gas de alimentación será diseñada para separar y almacenar todo líquido que pueda haberse quedado en el ducto de suministro de gas después de las pruebas hidrostáticas iniciales a la operación o que pueda haberse formado debido a cualquier irregularidad en las operaciones del bloque de Producción (Instalaciones de Producción del Bloque

Camisea en Malvinas) y de operaciones de limpieza en el ducto. El gas de alimentación fluirá a través de un Tanque Reductor de Presión de Entrada para retirar cualquier líquido libre que se recolecte en la tubería. Los líquidos retirados del Tanque Reductor de Presión de Entrada serán enviados al Tanque Colector Residual, en donde los vapores serán conducidos al sistema de antorcha y venteo y la fase líquida será enviada al Tanque de Residuos de Hidrocarburos de la planta para ser reciclado o dispuesto fuera de las instalaciones.

Después del Tanque Reductor de Presión de Entrada, la presión del gas de alimentación será reducida a la presión operativa de la planta de 72 bares y luego el gas será calentado en un intercambiador de calor de aceite caliente para mantener la temperatura de salida en 18°C. El gas de alimentación será luego enviado al Separador de Filtro de Entrada para retirar cualquier líquido retenido y cualquier material particulado antes de ingresar al sistema de medición.

El área de admisión de la planta está diseñada para una completa gama de gas de alimentación y condiciones ambientales de acuerdo a la siguiente tabla:

Parámetro	Unidades	Especificaciones de Diseño
Temperatura de alimentación	°C	30
Presión de alimentación	Bares	71-159
Flujo de masa total (base seca)	Kg/h	607,370
Peso molecular de alimentación	Kg/kg mol	17.97

Componente	Peso Molecular %
Nitrógeno	0.53
Dióxido de Carbono	1.50
Metano	87.71
Etileno	0.00
Etano	10.24
Propano	0.02
Total	100.00

2.1.2 Unidad de Retiro de Gas Ácido (AGRU)

La Unidad de Retiro de Gas Ácido procesará el gas natural proveniente de la Unidad Receptora del Gas de Alimentación retirando el dióxido de carbono que es el gas ácido contaminante presente en el gas de alimentación. El dióxido de carbono es considerado como un contaminante ya que éste se congelaría durante el proceso criogénico que convertiría el metano gaseoso a metano líquido y bloquearía el flujo del proceso. BASF AKTIENGESELLSCHAFT (BASF) es la compañía química internacional que posee la licencia de la tecnología para el retiro del dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) (llamado colectivamente como gas ácido) del gas natural empleando Metilo Dietanolamina activado (aMDEA), una amina terciaria. El aMDEA activado, es una solución acuosa de MDEA más un activador químico. No hay sulfuro de hidrógeno presente en el gas de alimentación de Camisea. El aMDEA no es una solución tóxica ni corrosiva. En el Anexo 1 se presenta la Hoja de Datos de Seguridad para el Metilo Dietanolamina activado.

2.1.2.1 Tratamiento de Gas

El dióxido de carbono (CO₂) en el gas de alimentación será retirado a niveles aceptables mediante la absorción de aminas. Se debe retirar suficiente CO₂ para garantizar que el gas de alimentación llegue a la unidad de licuefacción de GNL con menos de 50 ppm (v) de CO₂. A una concentración mayor de CO₂, el gas de alimentación se congelaría, bloqueando así su flujo e impidiendo la producción de GNL. El CO₂ es retirado por contacto de contracorriente del gas de alimentación con la solución circulante de aMDEA en el absorbedor que retira el gas ácido. Después de haber extraído el CO₂ el ahora gas tratado o “dulce” es enfriado. El proceso de enfriamiento condensa el agua proveniente del gas de alimentación que se recogió en el absorbedor que retira el gas ácido. El gas enfriado entra al Tanque de Lavado de Gas Tratado donde se utiliza agua de reemplazo para lavar el gas de alimentación y retirar los residuos de aMDEA del gas dulce. El agua de reemplazo y el agua condensada proveniente del Tanque de Lavado son enviadas al Tanque Colector Residual de Alta Presión como agua de reemplazo para la Unidad de Retiro de Gas Ácido.

2.1.3 Unidad Deshidratadora

La Unidad Deshidratadora secará el gas saturado de agua permitiendo que la Unidad de Retiro de Gas Ácido cumpla con los requerimientos de especificación del proceso criogénico. La Unidad Deshidratadora utilizará una configuración de tamizado molecular de tres capas; dos capas que operan en el modo de absorción mientras la tercera capa es sometida a regeneración. Cada capa del

tamiz molecular será regenerada cada 24 horas. La unidad deshidratadora secará el gas tratado con agua saturada hasta menos de 1 ppm (v) de agua para evitar el congelamiento y obstrucción en la unidad de licuefacción criogénica por hidratos de gas.

La deshidratación se obtendrá al pre-enfriar primero el gas de alimentación tratado proveniente de la Unidad de Retiro de Gas Ácido en el Vaporizador de Propano de Alimentación Húmeda o de Presión Alta-Alta para condensar y retirar la mayor parte del agua. Al reducir el contenido de agua del gas de alimentación, la carga en la Unidad de Deshidratación disminuirá significativamente. Los líquidos formados en el proceso de enfriamiento serán retirados en el Separador de Entrada del Deshidratador y regresarán a la Unidad de Retiro de Gas Ácido como agua de reemplazo. El agua remanente será luego adsorbida desde el gas de alimentación en el Sistema de Tamizado Molecular. En el Anexo 1 se presenta la Hoja de Datos de Seguridad para el tamiz molecular que se empleará.

El gas de regeneración será calentado inicialmente en el Calentador de Gas de Regeneración y luego pasará a través de la capa del filtro molecular para retirar el agua adsorbida. El gas de regeneración será entonces enfriado con aire para condensar y separar el agua y ser enviado como alimentación al sistema de gas combustible. El gas de alimentación secado pasará desde la Unidad de Deshidratación a través del Post-filtrado de los Deshidratadores de Gas Natural antes de ingresar al Absorbedor de Carbón Activado.

2.1.4 Absorbedor de Carbón Activado

Se dispondrá de un absorbedor de carbón activado como medida de seguridad para garantizar una operación confiable de la planta de GNL. El Absorbedor de Carbón Activado retirará cualquier metal pesado presente en el gas de alimentación y evitará los problemas de corrosión en los componentes de aluminio de los equipos del proceso de licuefacción. Esto se consigue mediante la absorción a través de una capa de carbón activado. El gas de alimentación tratado por este proceso continuará hacia la unidad de Licuefacción de GNL. Se devolverá al proveedor los filtros gastados de carbón activado impregnados con azufre para que se encargue de su regeneración y/o disposición. En el Anexo 1 se presenta la Hoja de datos de Seguridad para el Absorbedor de Carbón Activado.

2.1.5 Unidad de Refrigeración/Liquefacción

El gas tratado proveniente del Absorbedor de Carbón Activado alimentará la Unidad de Refrigeración y Licuefacción. La Unidad de Refrigeración y Licuefacción licuará el gas de alimentación tratado

para obtener GNL y permitirá su almacenamiento a presiones casi atmosféricas. La Unidad de Refrigeración y Licuefacción utilizará el proceso de GNL de Air Products and Chemicals, Inc. (APCI) que emplea Propano Pre-enfriado/Refrigerante Mixto (C3-MR). Los compresores del refrigerante serán accionados por dos turbogeneradores a gas General Electric de Estructura 7 equipados con motores eléctricos de arranque/auxiliares de 10 megavatios (MW), una tecnología demostrada en la industria del GNL. Los turbogeneradores a gas General Electric de Estructura 7 empleados para operar los compresores tendrán una capacidad ISO de 85 MW cada uno. Los turbogeneradores a gas funcionarán empleando gas natural tratado obtenido de la corriente del gas de alimentación después de los procesos de retiro de gas ácido, deshidratación y retiro de metales pesados.

Debido al clima moderado a lo largo de la costa del Perú, el sistema empleará intercambiadores de calor enfriados por aire que son menos costosos y más amigables con el medio ambiente en lugar de enfriamiento con agua de mar que es el método comúnmente empleado en la mayoría de plantas de GNL en operación.

2.1.5.1 Licuefacción de Gas Natural

El proceso refrigerante de propano pre-enfriado multi-componente de Air Products and Chemicals, Inc. (APCI) emplea dos tipos de ciclos de refrigeración para pre-enfriar y licuar el gas de alimentación. El gas de alimentación primero es pre-enfriado empleando refrigerante de propano en cuatro niveles de presiones descendientes. Después de haber sido enfriado por el refrigerante de propano, el gas de alimentación entra al intercambiador principal de calor criogénico. En este intercambiador de calor el gas de alimentación es enfriado aun más y es totalmente condensado por refrigerantes mixtos (RM). El GNL sub-enfriado que sale del intercambiador principal de calor criogénico es reducido en presión por una válvula de control y luego es enviado al Tanque de Almacenamiento de GNL. El GNL que entra a los Tanques de Almacenamiento tiene una presión de 1.08 bares y una temperatura de $-163.1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.1.5.2 Circuito de Propano

El vapor de propano proveniente de los intercambiadores de calor en cada nivel de presión es alimentado al compresor de propano en cuatro etapas; a una presión alta-alta (PAA), presión alta (PA), presión media (PM), presión baja (PB), donde es comprimido a 15 bares, aproximadamente. El

refrigerante de propano es enfriado y condensado a una temperatura de 29°C empleando aire antes de ser devuelto a los numerosos intercambiadores de calor con refrigerante de propano. La refrigeración de propano es proporcionada en los cuatro niveles de temperatura siguientes:

- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Alta-Alta (PAA) que opera a 12.61 °C y 6.85 bares;
- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Alta (PA) que opera a 5.01 °C y 4.06 bares;
- Nivel de Refrigeración de Presión Media (PM) que opera a -20.55 °C y 2.39 bares, y;
- Nivel de Refrigeración de Propano de Presión Baja (PB) que opera a -36.25 °C y 1.30 bares.

El propano será transportado en camiones y almacenado en dos tanques de almacenamiento horizontales.

2.1.5.3 Circuito de Refrigerante Mixto

La refrigeración a baja temperatura será proporcionada por un sistema de refrigerante mixto en circuito cerrado. Esta mezcla de nitrógeno (N₂), metano (C₁), etileno (C₂-), etano (C₂) y propano (C₃) es empleada para licuar y sub-enfriar el gas de alimentación en el Intercambiador Principal de Calor criogénico. El Refrigerante Mixto es comprimido desde 4.7 bares en tres etapas de la siguiente manera:

- Refrigerante Mixto de Presión Baja (PB) en 20 bares;
- Refrigerante Mixto de Presión Media (PM) en 29.1 bares; y;
- Refrigerante Mixto de Presión Alta (PA) a 59.5 bares.

El ciclo de compresión de refrigeración mixta será accionado por un turbogenerador a gas de Estructura 7 y un motor auxiliar que accionará al compresor de refrigerante mixto de presión baja y al compresor de presión media. El Compresor de refrigerante mixto de presión alta es accionado por el mismo turbogenerador de gas de Estructura 7 y el motor auxiliar que propulsa el Compresor de Propano. Después de la compresión, el refrigerante mixto será pre-enfriado a -33.5 °C por las cuatro etapas de la refrigeración de propano en paralelo con el enfriamiento del gas de alimentación. El refrigerante mixto pre-enfriado será luego enviado al intercambiador de calor criogénico principal para enfriar el gas de alimentación a -163.1 °C y obtener así el GNL. La restitución del refrigerante

mixto se efectuará desde el gas de alimentación que contiene la mayor parte de metano con cierta cantidad de etano y nitrógeno. La restitución de nitrógeno será efectuada por un paquete de separación de aire. El etileno será transportado en camiones y almacenado en un tanque de almacenamiento horizontal.

2.1.6 Almacenamiento de GNL

Los dos Tanques de Almacenamiento de GNL propuestos para la planta son de diseño de contención simple, teniendo cada tanque una capacidad de 110,000 m³. Los tanques tendrán un área común de contención secundaria de acuerdo con la NFPA 59A. El producto de GNL proveniente del intercambiador de calor criogénico principal será almacenado casi a presión atmosférica en los Tanques de Almacenamiento. Las dimensiones aproximadas de los tanques serán de 70 m de diámetro y 32 m de altura.

Los Tanques de Almacenamiento de GNL operarán a una presión de 1.08 bares y una temperatura de -163.1°C. Cada Tanque de Almacenamiento de GNL estará provisto de cuatro bombas de carga internas de GNL y estarán ubicadas en pozos de bombeo verticales. Para mantener el enfriamiento de las tuberías cuando no se esté cargando un buque-tanque de GNL, la tubería de reciclaje de la bomba permitirá que las bombas de carga retroalimenten GNL para proporcionar un control de flujo preciso y mantener una circulación mínima del flujo.

El vapor en los Tanques de Almacenamiento de GNL no será venteado sino que será recolectado por los compresores de vapor de gas. El gas recolectado por los compresores de vapor de gas será empleado como combustible para los equipos de la planta. El controlador de fases de los compresores de vapor de gas mantendrá la presión en los Tanques de Almacenamiento de GNL en el rango deseado de presión de la operación. Los Tanques de Almacenamiento de GNL tendrán válvulas de control de presión diseñadas para abrirse a presiones máximas predeterminadas con la finalidad de impedir que los vapores excedentes se acumulen en los tanques.

Se ha provisto de un sistema común de contención secundaria en caso de un derrame de GNL. Esta área de contención se ubicara a aproximadamente 300 m al Oeste de los dos tanques de GNL. Asimismo, se ha provisto de un sistema de canales para desviar cualquier derrame potencial proveniente de uno de los tanques de GNL, lejos del tanque adyacente de GNL y dentro del área de contención secundaria. Tal como se efectúa típicamente en otras instalaciones de GNL, la contención

secundaria y los canales serán construidos de material granular natural. En caso de un derrame de GNL en esta área, el GNL fluirá por gravedad a un área de menor altitud donde se ubica el sistema de contención secundaria. El GNL no contaminará ni dañará el suelo granular en esta área, debido al efecto Leidenfrost, que ocurre cuando un líquido frío entra en contacto con una superficie caliente que está a una temperatura mucho más alta que su punto de ebullición, y que ocasionará que el líquido se vaporice a una velocidad tal que forme una capa de vapor aislante entre éste y la superficie, aislando de esta forma el suelo del GNL. Debido a este efecto, el LNG no podrá migrar al suelo haciendo que no sea necesaria una membrana impermeable de sello y en la práctica actual, la industria utiliza material granular para las áreas de contención secundaria sin ningún requerimiento de permeabilidad específico. La NFPA 59A requiere que esta área de contención tenga el 100% del volumen del tanque más grande. La contención ha sido incrementada a 110% para cumplir con las sub-secciones b y c del Artículo 24 del Decreto Supremo No. 046-93-EM (Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos).

Los Tanques de Almacenamiento de GNL también tendrán rompedores de vacío en cada tanque que se abrirán para controlar el vacío máximo en cada tanque. El gas de alimentación seco y de presión alta se introducirá en el tanque para impedir extraer el vacío del tanque durante operaciones de carga del buque.

El área del Proyecto está ubicada en la zona sísmica 4 y por lo tanto todas las estructuras y equipos serán diseñados de acuerdo con el Código de Construcciones Uniformes, Vol. 2, Capítulo 16, División IV (Diseño Anti-sísmico). Las estructuras y sistemas de GNL deberán ser diseñadas en forma tal que resistan fuerzas sísmicas de acuerdo con NFPA 59A. Los Tanques de Almacenamiento de GNL serán diseñados de acuerdo con API 620 y su anclaje con el Anexo E de API 650 Zona 4 y Anexo L de API 620.

La planta producirá GNL con los siguientes componentes aproximadamente:

Componente	Peso Molecular %
Metano	89.55
Etano	10.45
Total	100.00

2.1.7 Almacenamiento de Refrigerantes

Debido a que el gas de alimentación es muy limpio y los refrigerantes de propano y etileno no están disponibles directamente del gas de alimentación, se importarán los refrigerantes necesarios para la restitución. Se proporcionará en el sitio instalaciones para el almacenamiento de refrigerantes en tanques especiales tipo bala; estos refrigerantes serán transportados en camiones especializados hasta la planta. El propano estará disponible localmente como un derivado del Proyecto de Gas de Camisea y será obtenido de la planta de fraccionamiento de gas licuado de petróleo. El etileno no está disponible localmente y por lo tanto la Planta importará y almacenará etileno en cantidades pequeñas para mantener un stock de reserva como parte del proceso de refrigeración y licuefacción C3-MR. El propano y el etileno serán almacenados cada uno en tanques de almacenamiento horizontales. Los dos tanques de almacenamiento de propano tendrán 4.5 m de diámetro y 25 m de largo con un volumen de 602 m³ cada uno. Los dos tanques de almacenamiento de etileno tendrán 4 m de diámetro y 20 m de largo con una capacidad total de 200 m³ cada uno.

2.2 Instalaciones Marinas

La planta de GNL estará diseñada para incluir instalaciones marinas de carga de GNL. Estas instalaciones incluyen:

- Puente de Caballetes;
- Rompeolas;
- Canal de Acceso para la Navegación de los Buque-Tanques de GNL;
- Atracadero para Buque-Tanques y Brazos de Carga de GNL;
- Atracaderos para Remolcadores;
- Muelle de Servicios; e
- Iluminación y Ayudas para Navegación.

2.2.1 Puente de Caballetes

Las instalaciones marinas incluyen un puente de caballetes con plataforma de aproximadamente 1.3 Km. de longitud y alineado con un azimut de 225 grados que se extiende desde la orilla hasta la plataforma de carga. El puente de caballetes consta de una superestructura de acero soportada por caballetes de tubos de acero y un estribo de concreto moldeado en el sitio. Sobre el puente de

caballetes se instalaran tuberías, sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos y una vía de acceso. (Ver Figuras 9 y 10)

2.2.2 Rompeolas

El lugar presenta cierta protección natural contra las olas que le proporciona la Península de Paracas ubicada al sur, pero está expuesto a largos periodos de oleajes, provenientes principalmente del sudoeste. Para proporcionar un adecuado atraque a los buque-tanqueros y reducir las tensiones en los cables de amarre provocadas por el movimiento inducido por el oleaje se requiere la construcción de un rompeolas adaptado para tal fin.

Se ha seleccionado un diseño de rompeolas tipo berma, en forma de “isla” ubicada mar adentro frente al muelle de carga de GNL, sin algún tipo de conexión con la costa. El rompeolas propuesto estará ubicado sobre aproximadamente la isobata de 14 m de profundidad, tendrá 800 m de longitud, y estará alineado a los 135 grados azimut orientado en forma más o menos paralela a la línea de costa y a la isobata correspondiente. El rompeolas se construirá con una altura de cresta de 8.5 m sobre el nivel bajo de la rompiente de ola lo que permitirá que la ola de diseño que puede ocurrir cada 100 años lo sobrepase sin causar daños significativos a la estructura.

El núcleo del rompeolas consistirá en material de roca de cantera, que incluirá desde rocas muy pequeñas hasta de 3 toneladas con roca de filtro y capas expuestas conformadas por rocas de 3 a 10 toneladas. La roca de menor tamaño en el núcleo tendrá aproximadamente 5 kg (Ver Figura 9 para su ubicación y las Figuras 11 y 12 para más detalles). No se utilizaran materiales de limo, arena o gravillas en el rompeolas; el volumen total de la estructura será aproximadamente de 1, 200,000 m³.

2.2.3 Canal de Acceso para Navegación de Buque -Tanques de GNL

El canal de acceso para los Buque-Tanques de GNL se construirá dragando aproximadamente entre uno y dos metros de profundidad, 250 m de ancho y 800 m de longitud, este proporcionara la profundidad de agua necesaria para el fondeo de embarcaciones a 15 m del nivel bajo de la rompiente de ola. El canal de aproximación al área de atraque requerirá de una profundidad de 18 m al nivel bajo de la rompiente de la ola, a fin de proporcionar suficiente espacio para las operaciones de viraje del buque-tanque durante largos periodos de oleaje y con espacio libre suficiente entre la quilla del buque y el fondo del mar. Los buque-tanques de GNL podrán aproximarse al atracadero desde el norte o el sur dependiendo de las condiciones ambientales y adicionalmente requerirán realizar

maniobras de viraje a la llegada o partida debido a la forma de herradura que tendrá el canal de aproximación. Los canales de aproximación y de partida (canal de navegación) serán dragados en aproximadamente 3 m hasta obtener una profundidad 18 m, 250 m de ancho y aproximadamente 2,700 m de longitud (Ver Figura 13).

2.2.4 Atracadero del Buque-Tanque y Muelle de Carga de GNL

Las estructuras del atracadero de GNL constan de una plataforma de carga de 30m x 30m, cuatro defensas laterales y seis boyas de amarre. Estas estructuras del atracadero estarán conformadas por plataformas de acero con rejillas metálicas instaladas sobre vigas de acero y soportadas por caballetes de tubería de acero con revestimiento externo de acero. La plataforma de carga proporcionara espacio suficiente para los brazos de carga, la estación del operador, suministro de energía, sistemas de control, sistemas de emergencia y acceso para una grúa móvil u otros equipos que se requieran para efectuar mantenimiento a estas instalaciones. También, se ha previsto que el área de la plataforma este confinada mediante un sistema de cunetas perimetrales y un sumidero de contención localizado por debajo de los brazos de carga.

No se ha previsto instalaciones para el tratamiento del agua de lastre, sin embargo, se solicitará que los buque-tanques manejen el agua de lastre conforme al acuerdo MARPOL A 774 (18) tal como se especifica en la Resolución Directorial No. 0178-96-DCG. Los buque-tanques de GNL tienen tanques dedicados específicamente para el almacenamiento del agua de lastre, los cuales solamente almacenan agua marina limpia y esta nunca entra en contacto con algún contaminante. De acuerdo con los requerimientos anteriormente señalados, el buque-tanque renovará su lastre fuera de las 12 millas de la costa peruana, el cual contendrá un volumen de 48,000 m³ de agua de lastre proveniente del puerto de salida. Tal como se recomienda en las pautas del IMO, esta práctica ofrece la mejor medida disponible para reducir el riesgo de transferir organismos acuáticos contraproducentes. El agua de lastre renovada en el límite de las 12 millas será utilizada como cortina de agua durante el carguío. También se requerirá que los cargueros de GNL cumplan con la reglamentación establecida por la Sociedad Internacional de Buque-Tanques de Gas y Operadores de Terminales (SIGGTO), la reglamentación marítima peruana así como el Programa de Manejo de Agua de Lastre de California.

2.2.5 Atracaderos para Remolcadores

Se proporciona instalaciones para el atraque permanente de tres remolcadores, quienes permanecerán de tiempo completo en las instalaciones marinas. Los atracaderos para los remolcadores estarán ubicados inmediatamente adyacentes a las boyas de amarre ubicadas al norte. El acceso de personal a los remolcadores se realizará mediante una serie de puentes elevados entre la plataforma de carga y las boyas de amarre a los atracaderos de los remolcadores. La ubicación de los atracaderos en relación con el rompeolas ha sido escogida para proporcionar la máxima protección tanto de la acción del mar como del oleaje. (Ver Figura 14)

2.2.6 Muelle de Servicios

Se instalará un pequeño muelle de servicios en el lado sur del Puente de caballetes con plataforma y aproximadamente a 90 m de la plataforma de carga. Este muelle de servicios será utilizado para: atracar temporalmente un remolcador y abastecer a estos del combustible, para asistir a los equipos que captan agua de mar, proporcionar un área para el parqueo de vehículos y para proporcionar un área de trabajo para una grúa móvil que apoyará el mantenimiento de rutina y operaciones de suministro a los remolcadores. El muelle de servicios tendrá instalaciones para el reabastecimiento de combustible a los remolcadores y también al igual que la plataforma de carga este tendrá un sistema confinado para la contención de derrames de combustibles. Los desechos provenientes de los remolcadores serán retirados en barriles o por camiones de vacío para ser procesados en los sistemas de tratamiento y manejo de residuos de la planta. Mediante un puente elevado entre la plataforma del muelle y el atracadero se brindará el acceso a los remolcadores desde el muelle de servicios. La ubicación del muelle de servicios se ha previsto en relación al rompeolas para brindar protección al remolcador o a la nave de servicio y también para obtener una alta disponibilidad de atraque.

2.2.7 Otras Instalaciones Marinas

2.2.7.1 Manejo del Vapor

Durante las operaciones normales, el vapor de enfriamiento se producirá en los Tanques de Almacenamiento de GNL debido a las pérdidas de calor que se generaran externamente, a una tasa equivalente de 0.05 por ciento por día del inventario del tanque. El Vapor proveniente de los tanques será conducido mediante compresores de vapor de gas al sistema de gas combustible de la planta, estos compresores aumentarán la presión del vapor de gas a la presión del gas combustible de

28 bares. Asimismo, durante las operaciones normales, una parte del GNL se mantendrá en circulación tanto en las líneas de cargue como en las de retorno del buque-tanque a una tasa baja de 300 m³/h, esto con la finalidad de mantener las tuberías de cargue y retorno frías y colectar cualquier vapor originado por el intercambio de calor en estas. Este vapor será retornado a los Tanques de Almacenamiento de GNL en donde será colectado por los compresores de vapor de gas. Todo tramo significativo de tubería de carga lleno con GNL tendrá circulación continua a fin de garantizar una condición criogénica al producto.

Durante el inicio de las operaciones de cargue a los buque-tanques, la cantidad de vapor de enfriamiento aumentará significativamente. Estos vapores se producirán debido al desplazamiento de volumen en los tanques del buque-tanque, la energía producida por las bombas de la planta, el diferencial de presión entre el buque-tanque y los tanques, y a las pérdidas de calor a través de las tuberías de los brazos de cargue. No se dispondrá de una antorcha marina para el venteo del vapor; a cambio se dispondrá de una tubería de retorno hacia la planta. El Sistema de Compresión de vapor de gas en la planta tendrá la suficiente capacidad para evitar el venteo y quema innecesario de gas. Cuando no se realicen operaciones de cargue, las tuberías se mantendrán frías mediante la recirculación de aproximadamente un 30% de la corriente del residual de GNL.

Durante el modo de cargue del buque-tanque, la descarga del GNL es enviada directamente al buque-tanque. El GNL bombeado desde los tanques entrará al cabezal de carga, donde una parte del GNL será desviado al cabezal de retorno.

2.2.7.2 Ayudas de Navegación

Las siguientes ayudas de navegación serán proporcionadas en la proximidad de las instalaciones y estructuras marinas:

- Radiofaro;
- Boyas marinas;
- Luces de entrada;
- Boyas de entrada al canal;
- Marcas referenciales del rompeolas;
- Marcas referenciales de las boyas de amarre más distantes; y

- Sistema de ayuda con láser para el atraque y control de la velocidad y distancia de aproximación al muelle.

2.2.7.3 Brazos de Cargue de GNL

El cargue de GNL se realizara a través de cuatro brazos giratorios de 16 pulgadas especialmente diseñados. Tres de los brazos serán utilizados para el cargue de GNL y uno para el retorno de vapor hacia los Compresores de Vapor de Gas. Uno de los tres que son utilizados para el cargue de GNL puede ser usado para retorno de vapores. Estos brazos de cargue dispondrán de acoples con mecanismo de desconexión activado por control remoto en caso de emergencia y cuando sea necesario desembarcar rápidamente el buque-tanque durante operaciones de carga de GNL. Los acoples de desconexión de emergencia tienen válvulas dobles de bloqueo que están mecánicamente enlazadas y se cierran antes de que se realice la desconexión para reducir el derrame de GNL a menos de 0.02 m³. El diseño de la tasa de cargue desde la Planta al buque-tanque es de 11,250 m³/h utilizando los tres brazos de cargue. Las bombas están dimensionadas para cargar 134,000 m³ de GNL en 12 horas a un buque-tanque. Los brazos tienen la capacidad de permitir todas las combinaciones de movimiento del buque-tanque relacionado con cambios en la condición de calado, cambios en la marea y condiciones de oleaje en el muelle de cargue.

2.2.7.4 Drenaje y Contención de Derrames de GNL

La plataforma de cargue tendrá un sistema cerrado de drenaje en caso de contención de pequeños derrames de GNL. El sistema está dimensionado para manejar un derrame con una duración de aproximadamente 70 segundos que es más del tiempo requerido para observar y ejecutar un apagado de emergencia. Dicho derrame de GNL será retenido en un área cerrada de la plataforma y será recogido en un recipiente de acero inoxidable que se encontrara ubicado por debajo del muelle y por encima de la superficie del agua. Este sistema de contención de GNL es adicional a los requerimientos establecidos en el NFPA 59A. Se construirá un sistema de contención alrededor del tanque elevado de combustible diesel con el fin de contener cualquier derrame accidental relacionado con la operación de este tanque. Adicionalmente, todo el desagüe sanitario generado por las operaciones del cuarto de mando en el puente de cabalotes será recolectado en un sumidero y retirado periódicamente por un camión de vacío a la planta de tratamiento de agua residual.

2.2.7.5 Estructuras de Defensas Laterales y de Amarre

Estas estructuras constarán de cuatro (4) defensas laterales y seis (6) boyas de amarre. Todas las fuerzas de atraque ó amarre de los buque-tanques serán resistidas por las estructuras de defensas laterales y de amarre mencionadas anteriormente. Cada una de estas estructuras de atraque y amarre estará equipada con un sistema de monitoreo de carga, luces y un sistema de ganchos de amarre que podrá ser liberado rápidamente mediante control manual o remoto. La Figura 14 presenta las estructuras de atraque y de amarre diseñadas para las Instalaciones Marinas.

2.2.7.6 Torre de Acceso

Se proporcionará una torre de acceso hidráulica y articulada en una de las estructuras de atraque interiores para permitir la entrada y salida del buque-tanque a la tripulación, funcionarios de aduanas, de salud, oficiales de puertos, etc. Asimismo, se proporcionará un sistema de emergencia para liberar la torre con el fin de desconectar o evacuar el buque durante una emergencia.

2.2.7.7 Asistencia para el Atraque de Buques y Sistema de Monitoreo del Cargue de GNL

Se proporcionará un sistema de asistencia al atraque mediante el cual se informe en tiempo real sobre la velocidad de aproximación, la distancia y el ángulo de aproximación para un buque a una distancia de hasta 200 m del atracadero. También, se proporcionará un sistema de monitoreo de carga del buque para informar en tiempo real al operador de la planta sobre las cargas en todas las líneas de amarre. Todos estos sistemas serán integrados a otros sistemas de información tales como radares de las condiciones climatológicas y sistemas de monitoreo del brazo de carga.

2.3 Servicios Básicos

El Proyecto de GNL será desarrollado para que opere de manera autónoma por lo que incluirá todas las instalaciones de servicios requeridos para apoyar tanto a las operaciones de la planta como a las auxiliares. Los principales sistemas de generación y distribución de servicios serán los siguientes:

- Sistema generador de energía;
- Sistema de combustible a gas para el proceso;
- Sistema de medios de calentamiento (aceite caliente);
- Sistema de almacenamiento de diesel/gasolina;

- Sistema de nitrógeno;
- Sistemas de aire para la planta e instrumentos;
- Sistemas de protección contra incendios;
- Sistema de antorcha y venteo;
- Sistemas de control de planta y de información;
- Sistemas de servicio de agua; y
- Sistemas de manejo y disposición de residuos.

2.3.1 Sistema de Generación de Energía

La planta de GNL estará diseñada con un sistema de generación de energía para suplir todas las demandas de energía eléctrica de la planta.

2.3.1.1 Generadores de Energía

Tres turbogeneradores a gas industrial General Electric de Estructura 5 proporcionarán una capacidad instalada total de 69 MW que suministrará toda la electricidad necesaria para satisfacer las necesidades de la instalación. Durante las operaciones normales, funcionarán dos turbinas de gas y una se mantendrá en reserva. La demanda de energía de la planta durante operaciones normales será de 33 MW, con una demanda de carga pico de 40 MW durante el cargue de GNL a los buque-tanques. Esto incluye un motor auxiliar de 10 MW para cada uno de los principales compresores del proceso de refrigeración. Los turbogeneradores a gas serán encendidos empleando gas natural seco proveniente del sistema de gas combustible de la planta.

2.3.1.2 Generadores de Emergencia

Se dispondrá de un generador de emergencia con motor diesel de 2 MW el cual se encargará de suministrar energía de emergencia para la puesta en marcha de la planta en caso de cualquier falla en el sistema de energía. El combustible diesel para los generadores será almacenado en el sitio en un tanque de almacenamiento de 170 m³ con techo cónico y contención secundaria impermeable. El tanque tendrá 6.5 m de diámetro y 6 m de altura.

2.3.2 Sistema de Gas Combustible

El diseño del sistema de gas combustible se basa en suministrar gas combustible de alta presión a dos motores del turbogenerador a gas General Electric de Estructura 7 y a tres turbogeneradores de gas

General Electric de Estructura 5 (Ver Figura 15). Los turbogeneradores de estructura 7 serán empleados para accionar al compresor de propano y al compresor de refrigerante mixto. Los turbogeneradores de estructura 5 serán empleados para generar energía con dos de los turbogeneradores a gas operando y uno se mantendrá en reserva. El gas combustible también será utilizado para suministrar a los sistemas de venteo con gas de purga y gas combustible piloto, al Calentador de Gas de Regeneración de la unidad deshidratadora y a los Calentadores de Aceite Caliente.

El gas natural que se necesita para el gas combustible se obtendrá de las siguientes fuentes: gas natural recolectado proveniente de los compresores de vapor de gas de GNL, vapor de gas proveniente de la regeneración de los deshidratadores del gas de alimentación, con restitución desde la alimentación del gas natural proveniente tanto de la operación de deshidratación como de la operación de la unidad de retiro de gas ácido. El gas combinado será precalentado a 27 °C empleando aceite caliente como medio de calentamiento antes de mezclarlo en el tanque de gas combustible de alta presión. Este tanque suministra gas a alta presión a los motores del turbogenerador a gas. El gas combustible también es enviado a un Tanque de Gas Combustible de Baja Presión para abastecer a los Calentadores de Aceite Caliente y servicios misceláneos.

2.3.3 Sistema de Medios de Calentamiento

La instalación estará equipada con un sistema de aceite caliente que proporcionara calor al Calentador de Gas de Entrada, a los Rehervidores de Regeneración de la Unidad de Retiro de Gas Ácido y al Calentador de Gas Combustible de Alta Presión (Ver Figura 16).

2.3.3.1 Sistema de Aceite Caliente

El equipo relacionado con el sistema de aceite caliente estará ubicado dentro del área de la planta adyacente a los sistemas de servicios y constará de un tanque de almacenamiento, bombas de transferencia y circulación, dos calentadores de aceite, filtro y un tanque de expansión. El aceite en cilindros será transportado en camiones a la Instalación y posteriormente serán cargados en el Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente. En el Anexo 1 se presenta una Hoja de Datos de Seguridad para el Aceite Caliente.

La temperatura máxima de operación del aceite caliente empleado en las operaciones será limitada a 180 °C (Temperatura Normal de Operación: 170 °C) para prevenir la degradación del solvente en la Unidad de Retiro de Gas Ácido. Se prevé que el aceite caliente tendrá una duración de 15 años y sólo necesitará suplementos y será remplazado totalmente cuando complete su vida útil. En las siguientes secciones se describen los diversos componentes del sistema de aceite caliente. El aceite usado será reciclado adecuadamente o dispuesto de acuerdo a los estándares que estén en vigencia al momento de ser retirado del sistema.

2.3.3.2 Bomba de Transferencia de Aceite Caliente

La Bomba de Transferencia del Aceite Caliente será utilizada para llenar el sistema de aceite caliente desde su Tanque de Almacenamiento. Esta bomba se accionará manualmente ya que el uso del sistema es intermitente. La bomba tiene una capacidad de 10.8 m³/h y llenará el sistema en 48 horas durante la puesta en servicio de la planta.

2.3.3.3 Tanque de Expansión de Aceite Caliente

El Tanque de Expansión de Aceite Caliente amortiguará las variaciones en el volumen del sistema y permitirá el retiro de gases de proceso generados por el aceite caliente. El tanque será purgado empleando nitrógeno para mantener una presión constante del sistema durante cambios en el volumen del sistema e impedir la entrada de aire. El Tanque de Expansión será elevado para minimizar su capacidad durante el vaciado en caso de pérdida total de los sistemas de aceite caliente. El volumen aproximado del tanque será de 145 m³, el cual proporciona 5 minutos de tiempo de residencia.

Esta capacidad brindará el tiempo suficiente para la corrección del operador debido a pérdidas, fugas, mal funcionamiento, expansión y contracción. El tanque proporciona separación del gas proveniente de fugas de aceite y del proceso. El vapor proveniente del Tanque de Expansión de Aceite Caliente será enviado al sistema de venteo de gas húmedo.

2.3.3.4 Bomba de Circulación de Aceite Caliente

La Bomba de Circulación de Aceite Caliente llevará el aceite del Tanque de Expansión a los Calentadores de Aceite Caliente en donde será calentado a 170 °C. La Bomba de Circulación de Aceite Caliente tendrá una velocidad operativa de flujo de 1270 m³/h (incluyendo las ramificaciones laterales del flujo). La planta ha sido diseñada con una bomba operativa y una bomba de reserva.

El 10% de las ramificaciones del flujo proveniente de la descarga de la bomba será enviado a través de un filtro y regresará a la admisión del Tanque de Expansión.

2.3.3.5 Calentadores de Aceite Caliente

El aceite será calentado empleando dos calentadores que utilizarán el gas combustible con una capacidad total de 25 MW, los cuales normalmente calentaran el aceite de 130 °C a 170 °C.

2.3.3.6 Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente

El Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente será superficial y tendrá una capacidad de 50 m³ de capacidad este será purgado con nitrógeno para mantener el aire y el agua fuera del sistema de aceite caliente, lo cual minimizara la degradación de aceite y cualquier problema operativo ocasionado por el agua. Se incorporaran al sistema el Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente y la Bomba de Transferencia de Aceite Caliente con el fin de alimentar y compensar las pérdidas (debido a fugas y drenajes de mantenimiento) en el sistema de aceite caliente. El Aceite Caliente será almacenado en el sitio en un tanque con cónico y sistema de contención secundaria impermeable. Este tanque tendrá 3.5 m de diámetro y 6 m de altura.

2.3.4 Sistema de Almacenamiento de Diesel/Gasolina

Se propone para la planta un tanque superficial de almacenamiento de Diesel de 170 m³ para proporcionar combustible a los siguientes (Ver Figura 17):

- Operación de equipos de la planta que funcionan con motores como son las bombas contra incendios y los generadores de emergencia;
- Abastecimiento de combustible a los vehículos de la planta; y
- Abastecimiento de combustible a los remolcadores en la instalación marina.

El tanque de almacenamiento ha sido diseñado en base a los requerimientos de reabastecimiento de combustible para tres remolcadores que se utilizaran como apoyo a los Buque-Tanques de GNL en el puerto cada cinco días. El tanque suministrara el combustible consumido por los remolcadores así como también suministrará a la planta un volumen diario de 100 galones que es equivalente a la demanda máxima anticipada de la planta durante un periodo de 7 días y a la demanda normal durante

un periodo de 30 días. El tanque será purgado con nitrógeno. El tanque tendrá 6.5 m de diámetro y 6 m de alto.

Se proporcionará un tanque pequeño de gasolina para abastecer de combustible a carros y camiones ligeros de servicio.

A todos los equipos de la planta que operan con motores se les proporcionará su propio tanque de diesel diario, con las dimensiones apropiadas para almacenar suficiente combustible para 12 horas de operación continua. Los tanques de diario serán abastecidos desde el Tanque de Almacenamiento de Diesel a granel mediante dos bombas de transferencia de diesel cada una con capacidad de 20 m³/h. Todos los tanques de combustible ubicados sobre la superficie serán diseñados con una contención secundaria. En el Anexo 1 se presenta una Hoja de Datos de Seguridad para el Diesel y Gasolina.

2.3.5 Sistema de Nitrógeno

La instalación de GNL utilizará el gas inerte de nitrógeno para la purga y limpieza de los equipos. El nitrógeno será generado en la planta al separar el aire atmosférico en una unidad criogénica de separación de aire (Ver Figura 18). El aire seco de alimentación será suministrado a los paquetes de separación de aire desde el sistema de aire de los instrumentos de la planta a una presión de 9.0 bares. El gas de nitrógeno será distribuido como gas directamente a los diversos usuarios en la planta, o almacenado como líquido en un tanque de almacenamiento criogénico. El nitrógeno líquido será luego vaporizado para ser utilizado durante los picos de demanda máxima.

La planta tendrá un solo recipiente de almacenamiento criogénico diseñado para almacenar 100,000 kg de nitrógeno líquido. El recipiente de almacenamiento será suficiente para almacenar el nitrógeno adicional requerido durante todas las demandas máximas.

Se proporcionarán dos vaporizadores del tipo aletas para ambiente de nitrógeno líquido, uno para servicio y otro de reserva. Los vaporizadores tendrán una capacidad de 1000 Nm³/h cada uno a una presión nominal de salida de 7.0 bares. Un vaporizador separado también mantendrá la presión en el tanque para alcanzar la presión de suministro de nitrógeno de 7 bares.

2.3.6 Sistemas de Aire para la Planta y los Instrumentos

Se proporcionará a la planta de GNL un sistema para suministrar aire comprimido para los siguientes propósitos (Ver Figura 18):

- Aire seco para instrumentos y purga;
- Aire seco para alimentar a la planta de separación de aire; y
- Aire húmedo para herramientas neumáticas y otras necesidades de servicio.

Los principales componentes del sistema de aire de la planta y de los instrumentos incluirán un compresor principal de aire que funcionará con motor eléctrico, un compresor de aire que funcionará con motor eléctrico y que será utilizado para el arranque y en caso de emergencia..

Se proporcionará dos paquetes centrales de compresores de aire que funcionarán con motor, uno para servicio y otro de reserva. Cada paquete compresor de aire deberá ser capaz de proporcionar como mínimo la demanda de aire de diseño de 2222 Nm³/h. Adicionalmente, el paquete de compresores de aire que funcionara con motor y que obtendrá energía del sistema del generador de emergencia estará diseñado para entregar por lo menos 360 Nm³/h con la finalidad de proporcionar aire a los instrumentos esenciales durante el arranque y las condiciones de emergencia.

Cada paquete de compresores de aire incluirá compresor, motor, interenfriadores y postenfriadores en caso de ser necesario, sistema de lubricación, filtro de toma, y controles. Los compresores de aire entregarán aire libre de aceite.

Se proporcionara dos paquetes de secadores de aire a los instrumentos, uno para servicio y otro de reserva. Cada paquete de secador deberá ser capaz de proporcionar la demanda de diseño de aire seco de 1725 Nm³/h a un punto de condensación de presión de – 40 °C.

2.3.7 Sistema de Protección Contra Incendios

El Sistema de Protección contra Incendios será diseñado de acuerdo con los códigos y normas aplicables de la NFPA. (Ver Figura 19). El agua del sistema contra incendios constará de un circuito cerrado que empleara agua cruda y agua de mar como reserva para proteger a la planta de GNL y a las instalaciones marinas y auxiliares. Una Unidad de Osmosis Inversa que se describe con más detalle en la sección 2.3.10 producirá el agua del sistema contra incendios. El sistema de agua contra

incendios incluirá dos bombas que utilizaran agua dulce y que operaran con diesel, cada una con una capacidad de diseño de 900 m³/h (4000 gpm), dos bombas jockey eléctricas de agua dulce, cada una con una capacidad de diseño de 45 m³/h (200 gpm), y una bomba contra incendio que utilizará agua de mar y que operará con motor diesel, con una capacidad de diseño de 900 m³/h (4000 gpm), junto con un amplio sistema de hidrantes, monitores de incendios, carretes de manguera, sistemas de protección con espuma y sistemas de rociadores. Se almacenará agua dulce cruda en un tanque superficial de almacenamiento de 5819 m³ (21 m por 18 m) que proporcionará 4 horas de uso continuo de agua. El sistema de distribución deberá tener las dimensiones necesarias para suministrar la demanda del diseño del agua contra incendios al lugar más remoto en la red a una presión mínima de 689 kPag (100 psig). Se construirá una tubería subterránea para el agua del sistema contra incendios, empleando una tubería de polietileno de alta densidad o de acero revestido y una tubería del sistema de agua contra incendios ubicada sobre la superficie, empleando plástico reforzado con fibra de vidrio o tubería de acero revestido.

Se suministrará agua contra incendios al puente de caballetes mediante un sistema no cerrado ubicado sobre la superficie. Se deberá proporcionar un conector internacional para permitir conectar el buque-tanque en la parte frontal del puente de caballetes con el suministro de agua contra incendios de la Planta. El agua contra incendios para el puente de caballetes será la del sistema contra incendios con agua dulce proveniente del tanque de la planta y tendrá disponible como reserva una bomba que utilizará agua de mar.

La siguiente tabla presenta los requerimientos de agua del sistema contra incendios y las velocidades de flujo a varias áreas de la Planta.

Área / Usuario	Velocidad de Flujo de Diseño m³/h (gpm)
Proceso	900 (4000)
Almacenamiento de GNL	450 (2000)
Puente de Caballetes	900 (4000)
Servicios	680 (3000)
Edificios de Proceso	450 (2000)
Área de la Comunidad	230 (1000)

Además del agua contra incendios, la planta empleará medidas de seguridad activas y pasivas, sistemas y equipos para mitigar los incidentes relacionados con derrames de GNL y descargas de vapor, y para proteger al personal de la planta, equipos y a las áreas adyacentes. Este Sistema de Protección contra Incendios incluirá:

- Sistemas de rociadores contra incendios y mangueras;
- Monitores de incendios;
- Sistema de espuma de gran expansión;
- Productos químicos en polvo;
- Equipos portátiles contra incendios y de emergencia;
- Sistemas de detección de incendios y de gas y sistemas de señales de alarma;
- Ducha de emergencia y unidades para lavado de ojos; y
- Personal entrenado.

2.3.7.1 Sistema de Rociadores contra Incendios y Mangueras

Se proporcionará rociadores con tubos antiespumantes a las edificaciones de apoyo que no sean ocupadas durante las 24 horas tales como edificios administrativos y almacén.

El sistema de agua contra incendios en el área de alojamiento de la comunidad, tendrá un sistema de distribución de agua contra incendios con una demanda de diseño de 230 m³/h (1000 gpm).

Se instalarán carretes de manguera dentro de todas las edificaciones de soporte, tales como la administración, almacén, mantenimiento, cocina y sala de recreación. Se colocará en todas las áreas vitrinas con mangueras, un inventario de accesorios e instrumentos.

La fuente de agua del sistema contra incendios será un tanque de almacenamiento de agua potable/agua contra incendios, que será capaz de proporcionar agua durante 4 horas de acuerdo con la demanda estimada, más un adicional de 864 m³ para el uso de agua potable.

Se proporcionará dos bombas de agua al sistema contra incendios que operaran con motor die sel (una para operación y otra de reserva) y se proporcionarán dos bombas jockey para mantener la presión del sistema de distribución. Asimismo, bombas separadas suministrarán agua al paquete del sistema de tratamiento de agua.

2.3.7.2 Monitores de Incendios

Los monitores de incendio estarán ubicados estratégicamente para asistir en el control de incendios y proteger a los equipos contra la exposición al fuego. Todos los monitores tendrán un dispositivo automático para actuar sin requerir de operación manual. Cada monitor tendrá una válvula de accionamiento ubicado en la base del monitor. El puente de caballetes contará con dos monitores colocados en torres elevadas. Los monitores deberán ser operados por control remoto, ya sea por medios eléctricos o electro-hidráulicos apropiados para lugares peligrosos. Los controles remotos del monitor deberán estar ubicados en la plataforma de carga a por lo menos 30 m (100 pies) de esta área en el puente.

Debido a un diseño inherentemente seguro y para prevenir la posibilidad de una reacción de transición de fase rápida que se produce cuando el GNL se cubre y vaporiza rápidamente por el agua tibia, no se equipará al área de Tanques de Almacenamiento de GNL con monitores de incendios, sino que se utilizarán extintores de incendios con producto químico en polvo y un camión de bomberos y extintores portátiles según se requiera.

2.3.7.3 Sistema de Espuma de Gran Expansión

La Planta estará equipada con sistemas fijos de espuma de gran expansión para controlar los derrames de GNL con fuego y sin fuego. El sistema de espuma deberá ser regulado (encendido/apagado) manualmente cuando sea necesario, para mantener una profundidad nominal de un metro de espuma en el derrame de GNL, hasta que el GNL haya sido vaporizado completamente. El sistema de espuma será empleado para proteger a los sumideros de contención de derrames en el área de proceso.

2.3.7.4 Productos Químicos en Polvo

Un sistema de extinción con productos químicos secos será suministrado a cada Tanque de Almacenamiento de GNL, en las válvulas de alivio que descargan a la atmósfera.

2.3.7.5 Equipos Contra Incendios Portátiles

Se proveerá de extintores de incendios portátiles tipo ABC con productos químicos en polvo dentro de las edificaciones próximas al nivel de plataforma de los tanques de almacenamiento de GNL. Se proveerá de extintores de CO₂ a los cuartos eléctricos, a las áreas de cerramiento de los turbogeneradores a gas y a otras áreas donde estén potencialmente presentes los peligros eléctricos.

Se proporcionará extintores de productos químicos en polvo que tengan ruedas en lugares específicos de la instalación en caso sea necesario. La parte frontal del puente de caballetes tendrá una vitrina con mangueras. Esta vitrina contendrá los equipos contra incendios (tales como mangueras y toberas) que el camión de bomberos portaría normalmente.

Se equipará a la planta de GNL con un camión industrial de bomberos. El camión de bomberos tendrá una bomba de 341 m³/h (1500 gpm) y tendrá los equipos necesarios para combatir un incendio. Asimismo, el camión de bomberos llevará cantidades de agua, solución de espuma de poca expansión y solución de espuma gran expansión. El camión portará también un generador de espuma de gran expansión.

2.3.7.6 Sistema de Detección de Incendios y Gas y Señales de Alarma

La planta de GNL contará con un sistema de detección de incendios y de gas y con señales de alarma.

2.3.7.7 Duchas de Emergencia y Unidades para Lavado de Ojos

Se equipará con duchas de emergencia y unidades de lavado de ojos a las áreas en donde se manipule materiales peligrosos y que podrían causar quemaduras en la piel o lesiones en los ojos al personal que esté expuesto.

2.3.7.8 Personal Entrenado

Para el desarrollo de un programa de seguridad efectivo en manejo del GNL se incluirá el entrenamiento y la certificación de todos los operadores de la planta. El entrenamiento se efectuará en todos los niveles de operación, mantenimiento, seguridad y procedimientos de emergencia y en él se considerará cuidadosamente los peligros potenciales y se evaluará la mejor manera de manejar cada peligro.

2.3.8 Sistema de Venteo y Purga

El sistema de venteo y purga diseñado para la planta proporcionará una disposición confiable y segura de las corrientes de vapor y líquidos de hidrocarburos que resultasen de operaciones anormales y emergencias. Asimismo, el sistema de venteo a través de la antorcha se encargará de manejar las corrientes de hidrocarburos que resultasen de operaciones tales como puesta en marcha, apagado, venteo, drenaje, purga de gas, calentamiento y enfriamiento de equipos y/o de tuberías.

Los sistemas de venteo serán diseñados para segregar y recolectar cualquier líquido de las corrientes de vapor húmedo o potencialmente húmedo de hidrocarburos así como de vapor seco (Ver Figura 20). Los vapores que contengan concentraciones significativas de agua serán evacuados al venteo húmedo. Las corrientes secas o frías de hidrocarburos serán evacuadas al sistema separado de venteo seco, de manera tal que el exceso de formación de hidratos o congelamiento no bloqueen algún sistema, si estos se evacuaran por el sistema de venteo húmedo. Tres sistemas separados se proporcionarán para este fin, venteo húmedo, venteo seco y un venteo seco a baja presión.

Las chimeneas de venteo seco y venteo húmedo estarán ubicadas en una torre común. Para minimizar el choque de la llama ambas chimeneas tendrán la misma altura. Esta estructura estará instalada en el cuadrante noroeste de la planta. El venteo seco de gas natural es una operación libre de humo y por lo tanto no se requiere inyección de vapor o de asistencia de aire para una operación sin humo. El venteo seco a baja presión consistirá en el venteo de vapor de gas y estará ubicado a aproximadamente 300 m al sur de los sistemas de venteo húmedo y seco indicados anteriormente.

Todas las salidas de las antorchas y venteos estarán provistas de dispositivos de sello mecánico y purga continua para prevenir la infiltración del aire dentro de éstas.

2.3.9 Controles de la Planta y Sistemas de Información

La planta estará diseñada con un Sistema de Control Distribuido de última generación para realizar el control de proceso básico, resguardar, monitorear y registrar datos de las instalaciones desde un único Cuarto de Control Central. El Sistema de Control Distribuido también deberá comunicar en ambas direcciones con controladores compactos del sistema tales como los sistemas de control del turbogenerador a gas. Los sistemas de intercomunicación serán sobredimensionados para mantener el monitoreo y la capacidad de control necesario durante cualquier actividad de mantenimiento o en caso de producirse un daño en alguno de los segmentos.

Los sistemas de telecomunicaciones proporcionarán las vías de comunicación para voz, datos, fax y señales de video dentro de la instalación y proveerán nexos con el mundo exterior. El diseño de los sistemas de telecomunicaciones brindará soporte tanto para la ejecución del proyecto como para las operaciones normales de las instalaciones. La transmisión de largo alcance utilizará tecnología de fibra óptica mientras que la transmisión de corto alcance será por radio.

Los Sistemas de Información de las instalaciones estarán conformados en una superestructura que integrará todos los controles y sistemas de información tanto técnicos como comerciales. La información deberá ser recolectada, administrada, evaluada y soportada mediante un sistema WAN/LAN (siglas de Wide Area and Local Area Networks).

2.3.10 Sistema de Servicios de Agua

En el área de Pampa Melchorita no hay disponible agua dulce superficial ni subterránea que pueda ser empleada para las operaciones de la planta. Toda el agua requerida para la operación de la planta y para satisfacer las necesidades del personal será procesada a partir de agua de mar cruda. El agua de mar servirá como la única fuente de agua para la planta de GNL. Una unidad de osmosis inversa producirá agua dulce para almacenamiento. Esta agua de servicio será empleada para el sistema de agua potable, el sistema desmineralizador de agua, el agua de servicio y el agua del sistema Contra incendios (Ver Figura 21). La fuente primaria de agua del sistema contra incendios para la planta de GNL será agua de servicio, teniendo disponible como reserva el agua de mar.

2.3.10.1 Sistema de Suministro de Agua de Mar

El sistema de suministro de agua de mar constará de una estructura de entrada de agua consistente en un tubo perforado de gran diámetro que será hincado en el lecho marino y se extenderá hasta la plataforma del puente en donde se colocarán las bombas. Se hará un agujero en el extremo del tubo de modo que el fondo del agujero esté ubicado arriba del lecho marino. El agua de mar pasará a través de una serie de filtros para retirar los sedimentos y luego ingresará a la caja de entrada.

La estructura de succión será diseñada para dos bombas de agua de mar (cada una con capacidad para 80 m³/h) que suministrarán agua a la unidad de osmosis inversa y para una tercera bomba de agua de mar con una capacidad de 900m³/h que suministrará agua contra incendios como reserva. Se inyectará en el agua de mar una solución de hipoclorito de sodio desde un generador de hipoclorito entre los filtros en la caja de succión para controlar el crecimiento marino.

2.3.10.2 Sistema de Agua de Servicio

El agua de servicio será producida continuamente por la unidad de osmosis inversa y almacenada en el tanque de almacenamiento de agua del sistema contra incendios/agua de servicio. La unidad de osmosis inversa constará de dos módulos paralelos de osmosis inversa con bombas comunes. La

capacidad diseñada para el agua tratada de la unidad de osmosis inversa es de 30 m³/h (5 m³/h para suministrar agua potable, 6m³/h para suministrar agua desmineralizada, 12 m³/h para suministrar agua potable a la comunidad del campamento de empleados y 7 m³/h para otros usos del sistema de servicios de la planta). Una corriente continua de purga de salmuera de aproximadamente 65 m³/h será producida y enviada a la tubería de descarga del efluente tratado. La recuperación del producto (agua de servicio) desde la unidad de Osmosis Inversa es de aproximadamente 35%.

El agua de servicio será tratada con una solución de hipoclorito que se añadirá al agua de entrada del tanque para controlar el crecimiento de algas en el tanque. El tubo de ventilación del tanque tendrá un filtro HEPA (filtro de alta eficiencia para retener partículas en el aire) mediante el cual se controlará el ingreso de material particulado y bacterias hacia el tanque. El tanque tendrá la capacidad suficiente para almacenar el volumen de agua necesario requerido para operar el sistema contra incendios durante cuatro horas continuas y también el volumen de agua para servicio de la planta durante tres días.

El agua de servicio será distribuida a varios usuarios de la planta mediante bombas que tendrán una capacidad de 35m³/h cada una. Los usuarios del agua de servicio incluyen el área de servicios para la planta, el área de almacenamiento de GNL y el área de proceso con un flujo de diseño estimado de 25 m³/h (7 m³/h como promedio). El agua para el campamento de los empleados será distribuida empleando una bomba con una capacidad de 12 m³/h desde el Tanque de Almacenamiento de Agua Potable / Sistema Contra incendios.

2.3.10.3 Sistema de Agua Potable

El agua de servicio será tratada en el Paquete de Tratamiento de Agua Potable para las áreas de la planta y de alojamiento de los empleados. La unidad incluye filtración de carbón e inyección de una solución de hipoclorito. La planta de agua potable tendrá una capacidad de diseño de agua tratada de 17 m³/h. El agua potable será distribuida para consumo a todas las edificaciones de las áreas de operación en donde labore el personal, así como también a todas las estaciones de duchas de seguridad y de lavado de ojos en el área de proceso. El diseño del sistema de agua potable tendrá las dimensiones adecuadas para permitir que 250 personas usen 0.5 m³/día durante un período limitado tal como la mañana y la noche.

2.3.10.4 Sistema de Agua de la Comunidad

El servicio de agua desde la unidad del paquete de tratamiento de agua potable también proporcionará agua al campamento de los empleados y tendrá una capacidad de agua tratada de 12 m³/h.

2.3.10.5 Sistema de Agua Desmineralizada

El agua desmineralizada para la planta será empleada en la unidad de retiro de gas ácido, para el lavado con agua de las paletas de entrada del turbogenerador a gas, la restitución de solventes y lavados de equipos y para la restitución del agua de servicio. El agua desmineralizada será generada en una unidad de desmineralización que consistirá de una unidad de osmosis inversa de una etapa seguida de una unidad compacta de desmineralizador en celdas “e”. La unidad de celdas “e” utiliza energía eléctrica para intercambio de iones en vez de regeneración de ácidos/cáustica. La unidad tendrá una capacidad de diseño de agua tratada de 5 m³/h. El agua desmineralizada será almacenada en un tanque de almacenamiento desmineralizado de 120 m³ después de una purga con nitrógeno para impedir el ingreso de CO₂ al agua desmineralizada y así evitar la formación de ácido carbónico, disminuyendo el pH e incrementando los sólidos totales disueltos del agua. El efluente proveniente de la unidad compacta de desmineralización será conducido de regreso al tanque de agua del sistema contra incendios / almacenamiento de agua de servicio.

2.3.11 Recolección, Tratamiento y Disposición de Agua Residual

El diseño de la planta de GNL incluye provisiones para la recolección, segregación, enrutamiento, tratamiento (si es necesario) y monitoreo para luego descargar al mar los efluentes si éstos cumplen con los límites de descarga. En el caso de efluentes sanitarios el agua tratada será almacenada en tanques para la irrigación en el sitio. En la Figura 22 se presenta un diagrama de bloque del tratamiento de agua de efluente prevista para la planta.

La planta ha sido diseñada para garantizar que los efluentes líquidos sean minimizados y que las descargas se efectúen dentro de los límites establecidos por estándares de efluentes elaborados por el Perú, la EPA u otras organizaciones internacionales.

Las descargas relacionadas con la planta de GNL no vendrán de las corrientes de proceso de residuos, sino de la escorrentía superficial ocasionada por precipitaciones, por pruebas del agua del sistema contra incendios o por el lavado de equipos relacionados con el mantenimiento de los mismos. Estas

fuentes de agua superficial que entran en contacto con el área de la planta o que tienen el potencial de entrar en contacto con hidrocarburos o los sólidos suspendidos dentro del área de la planta y que llevarían contaminantes, serán colectadas por los sistemas de drenaje perimetral y conducidas a las áreas de tratamiento de efluentes.

Se ha seleccionado un sistema de enfriamiento con aire como la opción mas adecuada para el retiro del calor en el proceso. El enfriamiento con aire tiene ventajas ambientales significativas ya que se evita impactos sobre el ecosistema marino ocasionados por el descargue de efluentes calientes contaminados con compuestos halógenos empleados para el control de incrustación biológica.

La planta generará las siguientes fuentes de efluentes líquidos:

- Drenaje proveniente de áreas pavimentadas donde hay potencial de contaminación operacional o accidental (enviados para tratamiento);
- Drenaje limpio proveniente de áreas no pavimentadas tales como carreteras, áreas administrativas, techos de edificios;
- Drenaje proveniente de drenajes de procesos específicos, sumideros y áreas con cunetas tales como aquellas en el área de la unidad de retiro de gas ácido, grifos de los tanques de diesel etc.;
- Efluentes de proceso provenientes de la regeneración del sistema de desmineralización;
- Purga de agua de mar en el sistema de la unidad de desalinización;
- Efluente sanitario;
- Unidad de retiro de gas ácido – solución de amina gastada; y
- Fluidos operacionales y de mantenimiento ya sea gastados o usados tales como aceites y líquidos de pruebas.

2.3.11.1 Agua Residual

Se proporcionará sistemas de alcantarillado de agua residual segregada para el drenaje y la recolección de fuentes de agua residual, los cuales serán enviados al tratamiento correspondiente y los efluentes después del correspondiente tratamiento cumplirán con los estándares de efluentes peruanos

y las guías de efluentes del Banco Mundial o la mejor tecnología disponible en caso de no existir lineamientos.

2.3.11.2 Agua Residual del Proceso

No se ha anticipado que se produzcan fuentes de agua residual del proceso durante operaciones normales. La unidad de retiro de gas ácido es un área que cuenta con cunetas, las cuales drenan por gravedad a un sumidero, en donde se colectaran los derrames o fugas y luego serán reciclados. Si se requiere una purga desde este sistema ésta será vertida a la alcantarilla de descarga combinada de la planta a una velocidad regulada que garantice alcanzar los criterios de calidad del efluente o será transportada alternativamente a una instalación de disposición fuera de la planta.

2.3.11.3 Agua Residual Proveniente del Área de Servicios

El agua residual proveniente del sistema del área de servicios durante la operación, constara de una corriente de purga continua de salmuera concentrada proveniente de la unidad de desalinización de osmosis inversa producto del procesamiento del agua marina cruda para producir agua dulce. Esta corriente será descargada directamente a la alcantarilla de descarga.

2.3.11.4 Agua Residual Sanitaria

El agua residual sanitaria proveniente de los edificios de la planta fluirá mediante un sistema de alcantarillado subterráneo a las estaciones de elevación que estarán ubicadas en el área central de la planta; una en el área de la planta y una segunda unidad en el área del campamento de los empleados. El agua residual sanitaria será bombeada a las unidades compactas de tratamiento donde el agua residual pasará por los procesos de oxidación biológica, clarificación y cloración. Se planea recolectar el efluente tratado en un tanque de almacenamiento donde será utilizado para irrigación en el sitio.

La unidad de bio-tratamiento será especificada como un sistema de aireación extendido para minimizar la producción de lodos. La disposición de lodos será efectuada en el sitio o será transportada a un relleno sanitario, según sea necesario.

2.3.11.5 Escorrentía de Agua Residual Potencialmente Contaminada

Debido a que la planta está ubicada en un área muy árida, la precipitación anticipada en el sitio es muy baja y la principal fuente de escorrentía desde la planta provendrá de las pruebas de los sistemas

de agua contra incendio en las áreas de proceso/servicio y de cualquier fuente de lavado de equipos. La esorrentía proveniente de estas áreas será canalizada a un separador de hidrocarburos por gravedad API (American Petroleum Institute) donde el hidrocarburo libre será recolectado de la superficie a un sumidero de recolección. El efluente tratado será luego descargado al mar. El separador será diseñado para tratar flujos pico que corresponden a precipitaciones o a tasas de descarga de agua del sistema contra incendios. La principal fuente de contaminación será aceite y grasa provenientes del turbogenerador a gas, compresor, áreas de maquinarias con bombas y las aguas residuales provenientes de estas áreas serán tratadas en un separador de hidrocarburos de tipo interceptor de láminas coalescentes CPI (Coalescing Plate Interceptor). Los efluentes provenientes del separador CPI irán luego al separador API junto con la esorrentía superficial de la planta. El hidrocarburo retirado del separador CPI será recolectado en un tanque de residuos de hidrocarburos. Este tanque también será empleado para almacenar aceite lubricante gastado antes de ser enviado a disposición final fuera de la planta o enviado a reciclaje.

La esorrentía superficial potencialmente contaminada proveniente de áreas remotas como el puente de caballetes, plataforma de carga de GNL y la toma de agua de mar, será enviada a sumideros de contención. El contenido de estos sumideros será vaciado mediante camión de vacío y transferido al separador CPI.

2.3.11.6 Escorrentía de Agua Limpia

La esorrentía de agua limpia proveniente de carreteras, edificios, etc. drenarán a un sistema de cunetas de drenaje para descargar a la salida del drenaje pluvial.

2.3.11.7 Incinerador

Los desechos sólidos y los desechos líquidos no reciclables serán dispuestos en un incinerador dentro del área del proyecto. El diseño del sistema del incinerador se basa en la capacidad para procesar hasta 4,800 kg por día de desechos sólidos o 2400 Kg. por día de aceite usado.

2.4 Edificaciones de Administración y Alojamiento del Personal e Infraestructura

La planta será diseñada para incluir un campamento permanente para los empleados así como toda la infraestructura de soporte con capacidad para alojar personal adicional contratado temporalmente para proyectos más grandes de mantenimiento de la planta.

2.4.1 Edificaciones

Las edificaciones que brindan soporte a las operaciones de la planta serán diseñadas de acuerdo a los estándares internacionales y peruanos. Las unidades pequeñas pueden ser pre-fabricadas con equipos de fábrica instalados tales como casetas del analista, centros de control del motor, etc. Los cuartos de control local en las áreas de proceso y de servicios serán resistentes a explosiones para proteger al personal y a los sistemas de control. Se proporcionará las siguientes edificaciones auxiliares para brindar soporte a las operaciones de GNL:

- Administración y entrenamiento;
- Estación del sistema contra incendios y de emergencia;
- Edificio de primeros auxilios (Centro Médico);
- Talleres de mantenimiento;
- Almacén;
- Cubierta para compresores;
- Cubierta para analistas;
- Cuarto de control central/laboratorio;
- Cuartos de control local y de instrumentos I/O (Resistentes a Explosiones);
- Subestaciones eléctricas;
- Cubiertas y cuarto de control de la plataforma de cargue de GNL;
- Alojamiento de los empleados, cocina/comedor, lavandería, áreas recreativas y deportivas;
- Caseta de entrada y estaciones de vigilancia; y
- Área de almacenamiento de productos químicos.

2.4.2 Carreteras, Puentes, Muros y Drenaje

Las carreteras y alcantarillas serán diseñadas con especificaciones adecuadas para el drenaje. Todos los drenajes estarán controlados con zanjas y alcantarillas. Toda la escorrentía de agua pluvial o de agua de lavado en contacto con procesos industriales será recolectada y conducida al separador API de aceite y agua para su tratamiento.

2.4.3 Áreas de Almacenamiento de Equipos

El sitio deberá contar con áreas de almacenamiento de equipos de construcción para cumplir con la construcción inicial y para cualquier necesidad de expansión futura de las instalaciones. También se requerirá áreas de almacenamiento de equipos para brindar soporte a las operaciones permanentes de la planta. En la Figura 3 se indica la ubicación de las áreas propuestas de almacenamiento de equipos.

3.0 CONSTRUCCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES

3.1 Programa de Construcción e Infraestructura

3.1.1 Campamento Temporal de Construcción

El Contratista de construcción instalará un campamento temporal e instalaciones en el sitio para alojar al personal de los contratistas, al personal del subcontratista, al equipo del propietario que se encargará de dirigir la construcción y otro personal que se requiera. Se espera que el Contratista proporcione hospedaje para aproximadamente 3,000 trabajadores, con la opción de permitir que los trabajadores provenientes de las dos comunidades adyacentes vivan en sus casas y se transporten en bus al área de trabajo todos los días laborables. Se proporcionara instalaciones temporales tales como centro de capacitación de oficios especializados, almacenes de materiales, talleres, plantas de fabricación, oficinas de campo, estaciones de vigilancia y centros médicos. Todas las instalaciones temporales serán auto-suficientes y contarán con energía proveniente de generadores diesel, sistema de tratamiento de agua y recolección y tratamiento de aguas servidas.

3.1.2 Instalaciones

El Proyecto de Exportación de GNL que se planea construir constará de dos componentes primarios que son la planta de licuefacción y las instalaciones marinas. El Contratista será responsable del diseño final detallado de la Planta y de las instalaciones marinas además del suministro de todos los equipos, materiales, fabricación, supervisión, inspección, prueba, gerencia del proyecto, puesta en servicio e inicio de las operaciones. El Contratista proporcionará personal experimentado y se responsabilizará del cumplimiento de las reglamentaciones de seguridad y ambientales, estándares nacionales e internacionales, licencias, así como también de las políticas de la Compañía para cumplir con todos los requisitos legales aplicables durante la fase de construcción del proyecto. La

construcción de la planta de GNL está proyectada para empezar en el año 2004 y el inicio de las operaciones de la planta está proyectado para el 2007. En la Figura 23 se presenta un cronograma tentativo.

Las actividades de construcción relacionadas con cada uno de estos segmentos del proyecto son descritas a continuación.

3.1.3 Planta de Licuefacción

El componente de la obra de la planta incluirá la instalación de todas las carreteras, cimientos de concreto, estructuras de soporte de tuberías, equipos, tanques, tuberías, edificaciones permanentes, sistemas de energía, sistemas de control, servicios básicos y servicios en general. La preparación del terreno se incluye en esta parte del trabajo. Se estima que las actividades de construcción relacionadas con la parte de la planta del proyecto serán terminadas en el 2007, aproximadamente 41 meses después de haber sido adjudicado el contrato de construcción. El acceso al lugar será desde la carretera Panamericana Sur a través de una pista de cascajo que se construirá desde la carretera y que ingresará al área del proyecto.

3.1.4 Instalaciones Marinas

El componente del trabajo en instalaciones marinas consistirá en un puente de caballetes, la plataforma de carga de GNL, el muelle de servicios, un rompeolas, las boyas de amarre, el canal de navegación, las ayudas de navegación y la instalación de los equipos de cargue de GNL.

El puente de caballetes será construido empleando caballetes de tubos de acero de gran diámetro con estructuras de acero prefabricado en la parte superior. El hincado de caballetes será un punto clave que debe ser terminado oportunamente para permitir que se instale la estructura superior así como también las tuberías, equipos y servicios básicos que se instalarán sobre este puente.

La línea costera abierta del Perú experimenta un oleaje constante y largos periodos de marejadas. El atracadero estará protegido de las olas por un rompeolas y también se incorporado en el diseño general para que este reduzca la acción de las olas en la plataforma de cargue, el movimiento del Buque Tanque y de los brazos de cargue durante las operaciones de cargue de GNL.

El rompeolas será construido empleando material grueso que será extraído de una cantera existente o nueva. Se presentará un EIA de la cantera en un documento separado en caso de requerirse una nueva fuente de material para la construcción de esta estructura. El rompeolas tendrá un área de base de 800 m por 130 m y se extenderá un promedio de 8.5 m sobre el nivel del mar construido desde la isobata de -14 m.

El canal de navegación propuesto para proporcionar acceso a los buque tanques hacia el área del atracadero consistirá en el dragado de aproximadamente 3 millones de m³ de material en un área ubicada a 1.3 Km. de distancia de la orilla; entre las isobatas -13 m, -14 m y -15 m. El canal será dragado hasta obtener una profundidad de 15 m (dragado de 1 a 2 m de material), en el área de la plataforma de cargue de GNL (detrás del rompeolas) y hasta 18 m (dragado de 4 m de material) en el canal donde el buque-tanque podrá realizar maniobras de viraje en el área de la plataforma de cargue o alejarse de éste en donde existirá una protección reducida por parte del rompeolas, pudiendo presentarse marejadas sobre el costado del buque-tanque las cuales podrían generar movimientos inestables y requiriendo entonces considerar un espacio libre adicional entre la quilla del buque y el fondo del mar. En general este canal tendrá 250 m de ancho y 2,700 m de longitud aproximadamente en toda su extensión en forma de "U". Se ha previsto que el Contratista utilice una draga de succión con cabezal cortador o una draga de tolva con tubo de succión para retirar la arena y el material de grava durante la construcción del canal de acceso para el buque-tanque. El material retirado será trasladado por barco a un área de descarga designada. Las instalaciones marinas serán construidas durante el mismo periodo que las instalaciones de la planta (Ver Figura 23).

3.1.5 Servicios Básicos

Durante la fase de construcción, el Contratista tendrá que suministrar toda el agua para la subsistencia del personal y los propósitos de construcción. No existe agua dulce superficial ni ningún acuífero en el lugar de la planta. Por ese motivo, se requerirá que el Contratista instale lo más pronto posible una unidad de procesamiento temporal de agua de mar como parte de la infraestructura temporal de construcción. Se espera que durante el comienzo de la fase de construcción, los proveedores locales suministren agua potable para el uso de los trabajadores de construcción y agua cruda para el control de polvo y los trabajos civiles iniciales, transportándola al sitio en camiones. Durante el primer año de construcción, se utilizará agua proveniente del Río Cañete para el control de polvo, acondicionamiento de la humedad durante la compactación del suelo, para la producción de concreto

y servicios sanitarios (luego de ser tratada). El agua se tomará cerca de la desembocadura del río para reducir la competencia sobre el destino del recurso. El agua para beber será embotellada. El agua proveniente del río y el agua potable embotellada serán empleadas durante el primer año mientras se construye la planta de desalinización. Los efluentes sanitarios provenientes de la instalación del campamento temporal tendrán tratamiento biológico de aireación extendida con irrigación del efluente y los residuos biosólidos serán dispuestos en el sitio o transportados en camiones a un relleno sanitario local debidamente autorizado.

3.1.6 Pruebas

Durante la construcción de las tuberías, los tanques de GNL y todas las partes mecánicas, éstos serán inspeccionados mediante métodos de exámenes no destructivos tales como rayos x, etc., y se les efectuará pruebas hidrostáticas en cumplimiento con ASME B31.3 y otros códigos aplicables para asegurar la integridad estructural.

3.2 Preparación del Terreno

El enfoque general para la construcción de la Planta y de las Instalaciones Marinas es minimizar los impactos al medio ambiente y las molestias a las comunidades locales. Se prevé que la Planta y las Instalaciones Marinas empezarán sus actividades de construcción en el 2004 e iniciarán sus operaciones en el 2007.

Para cumplir este objetivo, la mayor parte de la preparación inicial del terreno se efectuará mediante el empleo de contratistas nacionales de modo que los equipos de movimiento de tierras puedan ser llevados al sitio desde ciudades cercanas utilizando la infraestructura existente para empezar el trabajo rápidamente. Todos los equipos de construcción que serán empleados, se trasportarán de acuerdo a los límites de peso señalados en el sistema de carreteras con la finalidad de minimizar los impactos a las carreteras existentes y las molestias a los patrones de tráfico locales. La mayoría de los equipos de construcción empleados para construir las instalaciones marinas serán transportados por barcazas como parte de la flota marina.

Las actividades iniciales incluirán la movilización de los recursos y la preparación del lugar para las subsiguientes actividades de construcción que tendrán lugar. El inicio del trabajo de construcción consistirá en nivelar el terreno balanceando la cantidad de corte y relleno requerida para alcanzar los

niveles finales y los accesos que empleará la construcción de la Planta y las Instalaciones Marinas. No hay presencia de vegetación con raíces que impliquen actividades de desmonte o retiro de la capa vegetal superior; la única vegetación que se aprecia en el sitio son las bromelias endémicas que aparecen y desaparecen en distintas épocas del año, las cuales serán removidas y almacenadas temporalmente para su posterior uso en adecuación de jardines. Otras actividades incluirán la construcción de instalaciones temporales (es decir, cerramiento, parqueo, oficinas de construcción, zonas de estacionamiento, el campamento para los empleados del contratista, áreas de almacenamiento de equipos, mantenimiento de equipos y almacenamiento de combustible).

3.2.1 Actividades de Movimiento de Tierras y Obras Temporales

Debido al volumen del material que debe ser removido, el Propietario o el Contratista de Diseño e Ingeniería adjudicará un contrato para la preparación del terreno, antes o poco después de obtener el contrato de Diseño, Ingeniería y Construcción. La movilización del contratista encargado de la preparación de terreno empezará inmediatamente después de obtenido el contrato y la aprobación del EIA.

La cantidad de material que se requerirá mover es aproximadamente la siguiente:

Áreas Principales	Corte	Relleno
Área del tanque de GNL	3,000,000 m ³	
Tren del Proceso	115,000 m ³	
Fuera del área del proceso / carreteras	1,750,000 m ³	200,000 m ³
Carretera de acceso al puente de caballetes	85,000 m ³	955,000 m ³
Áreas de construcción	1,300,000 m ³	
Cantidades totales aproximadas del corte y relleno del sitio.	6,250,000 m ³	1,155,000 m ³

Se desarrolló un cronograma estimado de 16 meses para todo el trabajo de preparación del terreno que empleará los equipos convencionales de movimiento de tierras disponibles en el Perú. Esto requerirá dos turnos de 10 horas por día trabajando 6 ó 7 días a la semana.

Los equipos requeridos para esta excavación serán obtenidos localmente dentro del Perú pero para cumplir con el cronograma puede ser necesario importar algunos equipos de excavación más grandes. Los equipos serán transportados al sitio vía Carretera Panamericana Sur.

Las actividades de corte y relleno serán efectuadas empleando cargadores frontales, retroexcavadoras, escarificadores, palas, bulldózers, moto niveladoras, aplanadoras, camiones cisterna para el agua y volquetes para el transporte del material de corte. No se requerirá perforaciones ni voladuras. La vegetación existente en el lugar será removida y almacenada temporalmente para posterior revegetación. El material de corte excavado será empleado para el relleno donde sea apropiado y el excedente será depositado dentro del sitio. El material excedente será esparcido y no se requerirá la compactación de este material. Se empleará agua dulce para optimizar la compactación de las bases de las carreteras y en áreas de construcción como relleno estructural. Se mantendrá el control del polvo rociando agua dulce. Todo el concreto será mezclado en el sitio empleando una planta de dosificación de concreto y repartida por camiones mezcladores a las cimentaciones.

3.2.2 Medidas de Control

Durante la preparación del terreno, se implementará medidas de control para minimizar la erosión y la sedimentación ocasionada por nivelación, excavaciones y compactación del terreno.

Las medidas de control de la erosión serán diseñadas, implementadas y mantenidas empleando las Mejores Prácticas de Manejo Ambiental. Los ejemplos de métodos que serán empleados para controlar la erosión y la sedimentación incluyen:

- Programar las actividades del sitio para minimizar la alteración de la superficie del proyecto;
- Evitar mantener excavaciones abiertas por largos periodos de tiempo y compactar los materiales sueltos;
- Regar los suelos superficiales expuestos para controlar el polvo;
- Compactar los suelos poco después de terminar la excavación, relleno o actividades de nivelación; e
- Instalar barreras para el polvo, fardos de paja u otras medidas para prevenir el transporte de sedimentos.

3.3 Construcción e Instalación de Unidades de Proceso y Fuerza de Trabajo

Las unidades de proceso, equipos y muchos otros componentes serán fabricados fuera del lugar del proyecto en las plantas de los proveedores y serán transportados al sitio para su instalación. Miles de otros artículos tales como tuberías, accesorios, acero, platinas de acero y otros materiales serán despachados al por mayor al sitio de la obra y producidos en las plantas de fabricación nacionales o en el sitio. Los soportes de acero estructural para las tuberías de la unidad de proceso y otros componentes serán ensamblados en el sitio empleando partes estructurales pre-fabricadas suministradas a la planta por proveedores externos. Además de las unidades de proceso y de servicios básicos, los edificios administrativos, edificaciones de servicio, almacenes, talleres de mantenimiento y reparación serán construidos dentro del sitio.

3.3.1 Personal de Construcción

Se requerirá aproximadamente 15 millones de horas-hombre para los trabajos directos de construcción de este Proyecto. Este estimado se basa en la experiencia de proyectos de GNL similares. Se espera que el pico en el personal de construcción sea de aproximadamente 3,000 personas. Esta cifra incluye trabajadores especializados subcontratados durante las fases finales de la construcción.

La mayoría de la mano de obra y oficios requeridos para construir la Planta de Exportación de GNL puede ser empleada en el Perú. El contratista y algunos subcontratistas especializados traerán al Perú el personal clave existente desde otros países para planificar, organizar, capacitar y dirigir su trabajo. El personal peruano proporcionará un gran porcentaje de la mano de obra requerida para esta construcción. A continuación se muestra una lista de las categorías de oficios con un estimado del total de números de puestos que tendrán que ser ocupados por el contratista principal o sus subcontratistas.

Oficios	Nivel Máximo
Obreros semi-calificados	500
Carpinteros	300
Fierros (estructural y barras)	200
Albañiles	100
Electricistas/Instrumentos, ayudantes	250

Oficios	Nivel Máximo
Instaladores de ejes y poleas, Mecánicos	100
Fabricantes de Tanques	100
Montadores de tuberías, ayudantes de soldadura	500
Soldadores de acero al carbono	225
Soldadores de acero inoxidable y de aleación	200
Cableros	20
Operadores de equipos	50
Tripulación marina especializada	50
Choferes	100
Pintores	50
Otros- aisladores, topógrafos, almaceneros, vigilantes, servicio de comida.	500
Total de puestos de trabajo – todos los oficios	3,245

Otras categorías de personal incluirán cargos gerenciales, ingeniería, supervisión, personal técnico, control de calidad y personal de inspección y soporte administrativo. Estas categorías podrían representar un 10% adicional de trabajadores.

El objetivo de la Compañía es maximizar la contratación de personal de la región local y dentro del Perú y hacer todo el esfuerzo práctico para dar tratamiento preferencial (evaluación, capacitación, etc.) empleando a trabajadores calificados y obreros locales que cumplan con la mayoría de los requerimientos de construcción para el Proyecto. Para ciertos oficios especializados será difícil encontrar trabajadores que vivan en el área local por lo que se contratara a trabajadores calificados provenientes de otras regiones del Perú que serán trasladados al sitio, mientras que cierto personal de gerencia, ingeniería, supervisión y especialistas podrían ser trasladados de otras partes de América del Sur o de otras partes del mundo.

La Figura 24 muestra el cronograma de mano de obra y la secuencia de trabajo en el sitio relacionada con las categorías de los oficios mencionados. Durante los dos primeros años, el trabajo comprendería oficios especializados que deberían estar disponibles dentro del Perú. Durante el tercer año, se necesitará más soldadores de acero inoxidable y de aleación así como encargados del ajuste de los instrumentos y encargados del aislamiento criogénico de los que actualmente se encuentran

disponibles en el Perú. Este déficit se compensará al incrementar el nivel de destreza de oficios similares existentes con la capacitación y mediante la contratación de trabajadores con experiencia actual en el extranjero.

3.4 Materias Primas

Los recursos naturales potenciales que serán empleados durante cada fase del Proyecto se describirán a continuación:

Los materiales empleados para construir la Planta y las Instalaciones Marinas utilizarán recursos locales, naturales o renovables. Durante la construcción, el agua cruda para uso en la mezcla de concreto y el control de polvo será transportada en camiones al sitio desde el río Cañete durante el primer año o hasta que se construya la planta temporal de desalinización de agua de mar. Una vez que la planta de desalinización haya sido construida y sea operativa, se minimizará los retiros de agua del río Cañete. El agua requerida durante el primer año de construcción hasta que la planta de desalinización esté operativa será alrededor de 200 m³ por día para satisfacer las necesidades de la construcción y del staff.

El agregado de rocas para uso como un componente del concreto empleado en bases de carreteras, cubiertas del terreno, y otras aplicaciones de obras civiles será obtenido de los proveedores comerciales locales que estén debidamente autorizados.

Otros materiales que serán empleados durante la construcción incluyen productos de madera, cemento, bloques de construcción, acero estructural, materiales de construcción, equipos de seguridad, consumibles, combustibles y lubricantes para maquinarias. La mayoría de los materiales de construcción serán comprados a los proveedores locales, fabricantes, proveedores de materiales y servicios siempre que se cumpla con las condiciones de competitividad. La Figura 2 muestra en donde serán construidas las áreas de almacenamiento de materiales y las áreas de estacionamiento. Estas áreas estarán ubicadas dentro de los límites del sitio del proyecto propuesto.

3.5 Manejo de Equipos y Materiales de Construcción

Todos los equipos de valor, materiales voluminosos, equipos de construcción necesarios, y materiales serán transportados a una combinación de puertos públicos de San Martín, Pisco y el puerto del

Callao en Lima. Se planea que el transporte de piezas de equipos muy grandes al Puerto de San Martín sea mediante barcos fletados de carga pesada que puedan auto-descargarse. Similarmente, las cargas de productos en contenedores y artículos voluminosos tales como tubos de acero, etc. serán consolidadas y enviadas empleando un barco fletado para la entrega rápida al Puerto de San Martín. Cargas pequeñas tales como contenedores individuales probablemente usarán los servicios de buques regulares que descargan en el Puerto del Callao de acuerdo con un cronograma establecido. Se espera que el 80 al 90 por ciento de la carga ingrese al Perú a través del Puerto de San Martín. Desde el Puerto de San Martín, los equipos serán transportados por tierra empleando vehículos de transporte pesado cuando se requiera.

El Transporte de equipos al sitio desde el Puerto de San Martín empleará aproximadamente 60 Km. de carretera que incluye el cruce de cinco puentes desde el Puerto hasta el área de Pampa Melchorita. Antes del transporte de equipos el Contratista de Diseño e Ingeniería efectuará un estudio de pre-construcción de puentes y carreteras para documentar las condiciones de la carretera y determinar los requerimientos de refuerzo para los puentes existentes y presentar el estudio a la autoridad pertinente para obtener los permisos necesarios.

Los equipos principales que han sido identificados para transporte pesado son los siguientes:

Equipos	Peso (tons)
Absorbedor que retira el gas ácido	545
Intercambiador de calor criogénico principal	272
Patín del compresor de propano	225
Absorbedor de metales pesados	203
Separador de refrigerante mixto de presión alta	139
2 Patines del motor del turbogenerador a gas de estructura 7	137 c/u
2 Tanques esféricos de almacenamiento de propano	125 c/u
3 Generadores	100 c/u
2 Tanques esféricos de almacenamiento de etileno	100 c/u
Compresor de refrigerante mixto de presión media	92
Compresor de refrigerante mixto de presión baja	92

La carga a granel que será importada al Perú consistirá de aproximadamente 70 millones de Kg. o 5,000 cargas de 14,000 Kg. por carga. Las cargas de suministro local previstas serán aproximadamente 35 millones de Kg. ó 2,500 cargas de 14,000 Kg. por carga. Un total de 7,500 cargas serán transportadas al área del Proyecto desde el Puerto o desde los proveedores peruanos locales. Las cargas durante el primer año estarán limitadas al transporte de equipos de construcción, campamentos y suministros para la preparación del terreno y para el inicio de los trabajos de concreto. El balance de las 7,500 cargas será distribuido durante un periodo de 18 meses en los años 1 y 2 del periodo de construcción con un promedio de 90 a 100 cargas por semana que llegaran al área de Pampa Melchorita.

Los sistemas de transporte con camiones tipo remolque que serán empleados, las configuraciones y disposiciones de carga y las rutas serán establecidos por el Contratista de Diseño e Ingeniería. Los carriles para voltear y para salir e ingresar a la carretera Panamericana y a la pista de acceso al sitio serán diseñados y construidos de forma que minimicen la interrupción del tráfico en la carretera. Como se observó, el Contratista de Diseño e Ingeniería o subcontratista diseñará y ultimarará las mejoras permanentes o apuntalamientos/reforzamientos temporales puentes, el muelle de carga y/o desvíos, quien también requerirá obtener la aprobación y los permisos pertinentes del gobierno/autoridades locales para transportar materiales.

3.6 Emisiones

3.6.1 Aire

Se prevé que los impactos máximos de calidad de aire durante la construcción serán temporales e intermitentes siendo ocasionados por varias fuentes. Estas emisiones ocurrirán durante el periodo de construcción cuando los equipos pesados estén siendo utilizados en las operaciones de movimiento de tierras para la preparación del terreno, en el transporte de material, en la construcción de instalaciones marinas y en el trabajo restante de construcción para el proyecto. Los equipos empleados para construir la Planta producirán emisiones a la atmósfera por la combustión de diesel y gasolina, entre otros. Estos gases incluyen NO_x , hidrocarburos, CO, PM, y SO_2 . Se espera que estas emisiones sean temporales e intermitentes durante la fase de construcción del proyecto produciendo bajos impactos a la calidad de aire.

3.6.2 Residuos Sólidos

Los residuos sólidos generados por la construcción consistirán principalmente de escombros de construcción y residuos domésticos. Los residuos de construcción y domésticos generados durante la fase de construcción incluirán plástico, vidrio, cartón, papel, materiales de empaque, contenedores de metales y todos los residuos relacionados generalmente con la oficina de construcción, el almacén, saneamiento y el comedor, entre otros. Estos residuos serán recolectados en el sitio en puntos centrales de recolección para ser incinerados, reciclados o transportados y dispuestos fuera del sitio en un relleno sanitario aprobado.

3.6.3 Fuentes de Descarga de Efluentes Líquidos

El Contratista tendrá varias descargas, escorrentía de agua pluvial, flujo de retorno de la planta de desalinización, líquidos de la planta de tratamiento de agua residual. Se permitirá dispersar cualquier agua pluvial del sitio mediante el transporte de agua pluvial en forma de flujo laminar al mar. La planta de desalinización, cuando esté construida, descargará el flujo de retorno al mar. El agua residual de la planta de tratamiento será empleada para el riego en el sitio o será descargada al mar según las autorizaciones pertinentes.

4.0 OPERACIÓN DE LA PLANTA

4.1 General

Se requiere que la planta opere y produzca GNL en una base diaria de 24 horas durante largos periodos de tiempo sin que ocurran cortes inesperados para mantener un suministro seguro a los compradores de GNL y a la cadena de suministro según los contratos a largo plazo. Los equipos y sistemas escogidos para la planta han sido seleccionados por su alta confiabilidad. De manera similar, todas las auditorías de diseño, inspecciones del sitio y revisiones de calidad efectuadas durante la construcción y las pruebas deberán garantizar que se cumpla con este requerimiento. Los equipos críticos tienen instrumentación sobredimensionada para evitar cortes innecesarios debido a fallas eléctricas o de otro tipo y los equipos de monitoreo de condiciones especializadas serán empleados para predecir y anticipar cambios en la condición de las maquinarias los cuales podrán ser rectificadas en forma programada antes de que se produzca una falla que interrumpa las operaciones.

Los operadores controlarán y monitorearán la operación de la planta sobre una base de turnos múltiples para proporcionar una total cobertura de operación las 24 horas del día. De manera similar, los operadores de la plataforma de cargue de GNL operarán en turnos múltiples cuando un buque tanque esté en el atracadero o anclado. Un equipo reducido de respuesta del sistema contraincendios estará en el turno de la noche para alertar al equipo de respuesta de emergencia y una dotación completa de guardias de seguridad se encargará de la vigilancia. Las actividades de mantenimiento, almacenaje, centro de salud, labores de oficina y operaciones de laboratorio de proceso serán efectuadas normalmente sólo en un turno diario.

4.2 Personal que trabajará en el sitio

La organización básica de operaciones y de mantenimiento constará de un personal de aproximadamente 100 personas para encargarse de todas las responsabilidades de operaciones, mantenimiento y administración en el sitio sobre la base de 7 días por semana. Todo el personal vivirá en el complejo de viviendas para empleados ubicado en el área de la planta. Se brindará servicio completo de comidas, incluyendo las comidas para los turnos de noche. También, se establecerá un programa de capacitación al inicio de las operaciones para capacitar a los nacionales para un plan de sucesión. El personal consistirá aproximadamente de 80% extranjeros– 20% nacionales al inicio de las operaciones de la planta y se tendrá como objetivo llegar al 20% de extranjeros y 80 % de nacionales en 10 años.

El nivel del personal básico será complementado por un número significativo de puestos por contrato que están clasificados en tres categorías; 1) puestos de rutina a tiempo completo, 2) puestos temporales y 3) un número bastante grande de personal temporal periódico para realizar actividades especiales. Los puestos de rutina a tiempo completo totalizarán aproximadamente 50 personas que se encargarán de los servicios de comida, limpieza, transporte de combustible, manejo de ómnibus y transporte de materiales. Se contratará personal temporal de hasta 20 ó 30 personas para trabajos de pintura de mantenimiento, mantenimiento de carreteras, etc. Cada tres años se llevará al sitio personal especial para operaciones programadas de la planta que comprenden el corte de energía de la planta y para llevar a cabo una amplia lista pre-planificada de inspecciones, reparaciones y reemplazos para las 24 horas del día. Para estas operaciones planificadas de la planta trabajará en el sitio personal adicional de 50 a 70 personas, de las cuales la mitad de ellas será personal provisto por los fabricantes de los equipos originales que se encuentran en el extranjero.

4.3 Operaciones Marinas

Sesenta y cinco (65) a setenta (70) buque-tanques de GNL serán cargados cada año produciendo un carga de GNL cada cuatro o cinco días, dependiendo de los requerimientos del terminal receptor, de la disponibilidad del buque-tanque y de las condiciones climáticas. La asistencia de navegación en el muelle de GNL será apropiada para proporcionar soporte las 24 horas en las operaciones de atraque. Durante el primer año de operaciones mientras se están desarrollando a un alto nivel los procedimientos operativos y las habilidades del personal, la llegada y la salida del buque-tanque tendrán que efectuarse sólo en el horario diurno. La operación de carga podrá ser efectuada a lo largo de las 24 horas. Los procedimientos para entrar al atracadero en un horario nocturno pueden ser revisados en el futuro si se presenta la necesidad.

4.4 Operaciones de Carga de GNL a los Buque-Tanques

Los buque-tanques llegarán en una condición “fría” con un ligera carga de GNL; tres remolcadores asistirán al buque-tanque de GNL para entrar al puerto y atracar enfrente de la Plataforma de Carga. Mientras el buque-tanque es atracado y amarrado, estará bajo constante vigilancia mediante instrumentación electrónica para monitorear de cerca la seguridad del buque-tanque y de la instalación de carga de GNL.

La carga de GNL se efectuara empleando cuatro brazos de cargue. Se utilizará dos brazos de carga para cargar líquido al buque, uno para el retorno de vapor desde el buque y otro como brazo de repuesto para cualquiera de los dos servicios. El GNL será bombeado por las ocho bombas de carga desde aproximadamente 1.7 Km. a través de la tubería de cargue de GNL al buque. La velocidad máxima de carga de diseño desde la planta al buque de GNL será de 11,000 m³/hr empleando los dos brazos de carga de GNL. Estas bombas están dimensionadas para cargar un buque de 137,000 m³ en 12 horas. El tercer brazo será empleado para retornar los vapores generados durante la operación de carga de los buques a los tanques de almacenamiento para desplazar el volumen líquido retirado por las bombas, con el gas excedente que va a los compresores de vapor de gas. La planta está diseñada para emplear gas combustible seco para complementar el retorno de vapor desde el buque-tanque en caso el vapor generado sea insuficiente para compensar el volumen desplazado en el Tanque de Almacenamiento de GNL. Durante las operaciones de cargue, se utilizará agua de lastre limpia para crear una cortina de agua que proteja y controle las temperaturas de metales en el área de cargue que

impida que se produzca grietas en el metal del buque tanque debido a tensión. No se permitirá que los buque-tanques descarguen ningún tipo de residuos mientras estén en el puerto.

4.5 Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento serán una actividad continua durante la operación de la Planta de GNL y de las instalaciones marinas. La frecuencia y el tipo de mantenimiento de equipos variarán dependiendo del tipo de equipos el cual será completado en la fase de ingeniería de detalle de este proyecto. Para el área marina, se espera que con el tiempo la arena se acumule en las secciones del canal de dragado. La acumulación aparecería primero en los bordes del canal. Se planea el dragado adicional en estas áreas y puede tomar varios años antes de que el volumen del material produzca alguna restricción en las operaciones de los buque-tanques. Se proporcionarán equipos de sondeo a los remolcadores para monitorear y mapear la condición del canal y monitorear cualquier ingreso de arena. Asimismo, se efectuará periódicamente el dragado de mantenimiento del canal de navegación cuando sea necesario para restaurar los perfiles originales de sección transversal del canal. Se están realizando estudios detallados de modelado y pruebas para evaluar el rompeolas y los mecanismos de transferencia de sedimentos. Los resultados del modelado serán utilizados para optimizar el diseño.

4.6 Materiales de la Planta

Se requerirá una amplia lista de materiales, suministros y servicios para apoyar a la operación y mantenimiento de la planta de GNL y las Instalaciones Marinas. Los recursos ubicados dentro del Perú pueden satisfacer gran parte de estos requerimientos y fuentes adicionales serán desarrolladas durante y después de la fase de construcción para proporcionar un mayor nivel de soporte. La lista de productos y cantidades de materiales requeridos será desarrollada durante la fase de ingeniería detallada de diseño. Se espera encontrar los siguientes productos químicos en las áreas de proceso y de servicio básico de la planta de GNL.

Área	Productos Químicos
Área de admisión	Alcohol metilo
Retiro de gas ácido	Dietanolamina activado (aMDEA) Agente de control de espuma Amerel 1500
Deshidratación	Tamiz molecular (Tipo 4A)
Retiro de metal pesado	Carbón activado impregnado de azufre HGR 4X10

Área	Productos Químicos
Almacenamiento de refrigerante	Etileno Etileno, líquido refrigerado Propano Propano, líquido refrigerado
Sistema de aceite caliente	Fluido de transferencia de calor Therminol® 55
Sistema de combustible diesel	Combustible diesel
Combustible	Gasolina, diesel
Sistema de agua	Hipoclorito de sodio Cama de resina para celdas -E
Sistema de agua residual	Hipoclorito de sodio
Otro	Solventes, pinturas, aceites lubricantes

Se conservará Hojas de Datos de Seguridad (HSD) para cada uno de estos productos químicos y para cualquier producto químico propuesto para ser empleado en la Planta. En el Anexo 1 se incluye las Hojas de Datos de Seguridad de todos los materiales señalados anteriormente.

4.7 Emisiones y Descargas

4.7.1 Emisiones de Aire

Las fuentes de emisiones de aire relacionadas con el Proyecto están descritas en la Tabla 9 del Capítulo IV e incluye los motores de turbinas de combustión para compresores y generación de energía, el calentador de regeneración de deshidratación, calentadores de aceite caliente, bombas de agua de reserva del sistema contra incendios que funcionan con diesel, generadores de emergencia de reserva que funcionan con diesel y sistemas de venteo. El modelado de la calidad de aire propuesto para la planta cuando esté en operación pronostica que los impactos máximos en la calidad del aire serán significativamente menores que los valores establecidos en las Guías de Calidad de Aire en el Ambiente elaboradas por el Banco Mundial (Banco Mundial, 1999). Los impactos máximos también son comparados con los Estándares de Calidad de Aire del Perú y los Estándares de Calidad de Aire en el Ambiente de EE.UU.

4.7.2 Fuentes de Descarga de Efluentes Líquidos

Se prevén dos tipos de efluentes para esta planta, estos son los efluentes “que tienen contacto” y los “que no tienen contacto”. El efluente “que tiene contacto” será aquel que entre en contacto con

procesos industriales y que podrá contaminarse si existen residuos alrededor de los equipos. Este efluente será segregado y tratado en separadores de agua y aceite CPI y API antes de ser descargado desde el área de la planta al mar. El efluente “que no tiene contacto” es aquel que no está contaminado. El efluente “que no tiene contacto” es aquel que se formara en los techos, las zonas de estacionamiento, las áreas no desarrolladas, etc. y se permitirá que se disperse mediante flujo laminar al sistema de drenaje de agua pluvial designado.

4.7.3 Fuentes de Residuos Sólidos

Los residuos sólidos generados durante la fase operacional constarán de residuos domésticos y residuos industriales caracterizados como peligrosos y no peligrosos. Los residuos domésticos generados durante la fase operacional incluirán plástico, vidrio, cartón, papel, materiales de empaques, contenedores de metal y otros residuos generalmente relacionados con una oficina en funcionamiento, almacenes, instalaciones sanitarias, cocinas y viviendas, etc. Los residuos industriales no peligrosos serán recolectados en los contenedores etiquetados adecuadamente ubicados en varias áreas designadas de la planta. En la medida de lo posible, los materiales serán re-usados o reciclados. Los residuos no peligrosos que no puedan ser re-usados o reciclados serán recolectados, incinerados o transportados fuera del sitio a una planta recicladora o a un relleno sanitario autorizado para su disposición final.

Los residuos peligrosos que incluirán aceite usado, solventes, filtros, contenedores, trapos aceitosos, esencias minerales, latas de pintura usadas, o cualquier otro material contaminado con aceite, solventes, pintura, etc. serán almacenados en recipientes especiales ubicados en una plataforma de concreto con una contención secundaria y un sumidero de recolección con capacidad suficiente para retener el volumen del recipiente de mayor capacidad en el área de contención. El área de contención estará cercada con una estructura en el techo que tendrá los lados abiertos para permitir una ventilación apropiada. En la medida de lo posible estos materiales serán re-usados, reciclados o incinerados. Los residuos peligrosos que no puedan ser re-usados o reciclados en el sitio serán recolectados y transportados por los transportistas peruanos autorizados hasta su destino final ya sea para su destrucción o tratamiento, en plantas debidamente autorizadas.

5.0 CIERRE DEL SITIO/RETIRO DE LAS INSTALACIONES

En el caso de que la Planta de GNL y las Instalaciones Marinas sean desmanteladas /retiradas, las actividades relacionadas con el cierre del sitio serán tratadas como un proyecto separado y la Compañía presentaría a la DGAAE y a DICAPI los Términos de Referencia para el desarrollo del plan de abandono, EIA y un plan de restauración del sitio.

El plan de abandono incluiría un cronograma para el retiro de las instalaciones y el desmantelamiento de los equipos indicando el tiempo aproximado requerido para el retiro, la disposición y el abandono de todas las instalaciones para aquellas estructuras e instalaciones cuyo re-uso no sea posible, así como la restauración del sitio a una condición para un uso de tierra posterior.

El plan identificaría las cantidades y tipos de materiales que tendrán que ser retirados y dispuestos así como el manejo, almacenamiento, tratamiento y disposición de materiales peligrosos y no peligrosos de acuerdo con los requerimientos de la autoridad.

El plan también incluiría un plan de restauración del sitio que describirá los programas que tendrán que ser implementados una vez que se produzca el cierre de la instalación.