ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

PROCESO DE SELECCIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL A
N° 02-2009-OSINERGMIN-GFGN-Segunda Convocatoria

PROGRAMA ANUAL DE SUPERVISIÓN - 2009

GERENCIA DE FISCALIZACION DE GAS NATURAL

TERMINOS DE REFERENCIA

ANEXO 01.1

OCTUBRE 2009

Lima - Perú

TÉRMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS DE NIVEL A

CONTRATACIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL A PARA CERTIFICAR LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE PAMPA MELCHORITA, PERÚ

ÍNDICE

1. OBJETIVO 3
2. ANTECEDENTES 3
3. JUSTIFICACIÓN 4
4. DEFINICIONES Y SIGLAS 5
5. ACTIVIDADES A REALIZAR 6
6. CONDICIONES DEL SERVICIO 10
7. ENTREGABLES 10
8. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE LA EMPRESA SUPERVISORA 11
9. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO 15
10. FORMA DE PAGO 15
11. LUGAR DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO 16
12. CONFIDENCIALIDAD 16
13. EXCLUSIVIDAD DEL SERVICIO 17

ANEXOS 18

ANEXO 1 19
ALCANCE DE LOS INFORMES DE INSPECCIÓN 19

ANEXO 2 22
MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO 22

ANEXO 3 46
SITUACIÓN DEL PROYECTO 46

ANEXO 4 47
RELACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS DEL PROYECTO 47

TÉRMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS DE NIVEL A

CONTRATACIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL A PARA CERTIFICAR LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE PAMPA MELCHORITA, PERU

1. OBJETIVO

Certificar la construcción de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú.

2. ANTECEDENTES

De conformidad con su Ley de Creación, Ley Nº 26734, la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley Nº 27332 y demás normas complementarias, OSINERGMIN posee facultades para supervisar y fiscalizar a las entidades del sector energía velando, entre otros, por el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales o técnicas por parte de las entidades supervisadas.

El Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 051-93-EM, modificado por Decreto Supremo Nº 035-2003-EM, establece las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Refinerías y Plantas de Procesamiento de Hidrocarburos, que incluye las plantas de procesamiento de gas natural.

El Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo No. 052-93-EM, modificado por Decreto Supremo Nº 036-2003-EM, establece las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de tanques de almacenamiento en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos e incorpora la norma NFPA 59 A - Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG).

El Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 026-94-EM, modificado por Decreto Supremo N° 034-2004-EM, que entre otros, señala en su articulo 43º, literal j) “En los sistemas de transferencia de cargamentos de hidrocarburos líquidos, Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural Licuado con instalaciones marinas se deberá dar cumplimiento a lo establecido en las Directivas de la Sociedad Internacional de Operadores de Transportes de Gas y de Terminales (SIGTTO) para la Selección de Ubicación y Diseño de Puertos y Embarcaderos de Gas Natural Licuado, en lo que le sea aplicable.”

Mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos OSINERG N° 1439-2005-OS/GFH-UP/D, del 26 de julio del 2005, OSINERGMIN aprobó el Informe Técnico N° 117848-I-300-2005, con dictamen favorable para la instalación de la Primera Fase del Proyecto “Exportación de GNL, Pampa Melchorita, Perú”, solicitado por PERÚ LNG ubicada entre los kilómetros 167 y 170 de la Carretera Panamericana Sur, Pampa Melchorita, distrito de San Vicente de Cañete, provincia de Cañete y departamento de Lima.

Mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos OSINERG N° 108-2006-OS/GFH-CPGN, del 16 de enero del 2006, OSINERGMIN aprobó el Informe Técnico N° 123614-I-300-2006, con dictamen favorable para la instalación de la Fase 2-

A del Proyecto "Exportación de GNL, Pampa Melchorita, Perú", que comprende "Movimientos de Tierra y Explanaciones correspondientes al Sector Adyacente a la Carretera Panamericana Sur y la Playa Melchorita".

Mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización de Gas Natural OSINERG N° 2663-2006-OS/GFGN-CPGN, del 13 de octubre del 2006, OSINERGMIN aprobó el Informe Técnico N° 129514-I-300-2006, con dictamen favorable para la instalación de la Planta de Procesamiento del Proyecto "Exportación de GNL, Pampa Melchorita, Perú", en su Fase 2-B.

Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 602-2008-OS/CD, se modificó el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras del OSINERGMIN, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 324-2007-OS/CD, incluyendo a las Empresas Supervisoras de Nivel A y B como una nueva categoría de empresas supervisoras de OSINERGMIN; asimismo, se dispuso que para inscribirse en dichas categorías debían cumplir con los requisitos establecidos en el procedimiento creado para tal fin.

La Resolución de Consejo Directivo N° 603-2008-OS/CD, aprobó el "Procedimiento de Inscripción en el Registro de Empresas Supervisoras de OSINERGMIN en la categoría de Empresas Supervisoras de Nivel A y/o B" y el "Procedimiento de Inscripción en el Registro de Empresas Inspectoras de Actividades de Comercialización de Gas Natural de OSINERGMIN".

Mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 045-2009-OS/CD, se modificó el numeral 11.2 del artículo 11º del Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo Nº 324-2007-OS/CD, estableciéndose que en el caso de las Empresas Supervisoras de Nivel A y B únicamente es aplicable la restricción señalada en el primer párrafo de dicho numeral, respecto a la entidad objeto de supervisión durante el plazo que dure su contrato.

OSINERGMIN supervisa las actividades de la empresa del sector energético PERÚ LNG SRL. La empresa PERÚ LNG SRL tiene a su cargo la construcción y operación de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú, que se está instalando en el lugar denominado Pampa Melchorita, provincia de Cañete, departamento de Lima.

Los principales trabajos y avances de la etapa de construcción de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú, desarrollados hasta el 18 de Setiembre de 2009 se muestran en el Anexo 3.

3. JUSTIFICACIÓN

OSINERGMIN ha previsto dentro del Plan Operativo para el año 2009, la ejecución de la Certificación de la construcción de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú, de la empresa PERÚ LNG, a través de la contratación de una Empresa Supervisora de Nivel A. Este Requerimiento está de acuerdo con el Plan de acción de mejorar los procesos de producción, procesamiento y transporte de gas natural, en línea con el objetivo estratégico institucional de "*Supervisar Eficazmente la Calidad de los Servicios*"

Es de vital importancia asegurar que la construcción y/o instalación de los principales equipos de la Planta de Licuefacción cumplan con las normas y reglamentos nacionales e internacionales aplicables a este tipo de proyectos.

La diversidad de aspectos técnicos que se deben tener en cuenta en el diseño, construcción y operación de una Planta de Procesamiento para obtener GNL, que implica la revisión de diferentes normas técnicas internacionales (ver Anexo E de la norma NFPA 59 A – Edición 2006), hacen que la certificación del Proyecto presentado por PERÚ LNG sea una tarea de alta especialización.

OSINERGMIN, para emitir el Informe Técnico con calificación Favorable para el Uso y Funcionamiento del Proyecto, podrá basarse en un documento que certifique que la construcción del Proyecto cumple con lo establecido en el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 051-93-EM, en el Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo No. 052-93-EM, y en el Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 026-94-EM, y normas modificatorias.

En el **Anexo 4** se muestra una relación de las principales instalaciones que comprende el Proyecto.

4. DEFINICIONES Y SIGLAS

4.1 **Área de Procesos**: Área en donde se encuentran instalados los equipos de procesos y servicios del Proyecto, y que comprende entre otras las siguientes Unidades y/o Sistemas: Recepción de Gas Natural, Remoción de Gases Ácidos, Deshidratación, Remoción de Mercurio, Enfriamiento y Licuefacción, Generación de Corriente, Aceite Caliente, Gas Combustible, Diesel y Gasolina, Agua Contra Incendio, Agua Dulce, Agua Potable, Agua Desmineralizada, Aire de Planta e Instrumentos, Nitrógeno. El Área de Procesos se inicia en la Estación de Medición de Ingreso de Gas Natural L-1001.

4.2 **Certificación**: Confirmación de ciertas características de construcción de un proyecto. La certificación es otorgada en virtud a un Informe de Inspección, el cual se sustenta a su vez en una labor de supervisión.

4.3 **Certificado de Inspección**: Documento generado y emitido por una Empresa Supervisora de Nivel A inscrita en el Registro de Empresas Supervisoras de OSINERGMIN, en el cual se hace constar que la etapa de construcción de una instalación de las actividades de explotación, procesamiento, transporte y distribución, se realizaron conforme a la normativa técnica y de seguridad aplicable.

4.4 **DPTN**: División de Producción, Procesamiento y Transporte de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.

4.5 **Hallazgo**: Diferencia significativa encontrada en la supervisión con relación a lo establecido en: las normas nacionales e internacionales, los procedimientos de diseño o construcción, y toda aquella obligación aplicable a un proyecto. Después de una evaluación, el Hallazgo puede ser considerado una Observación o una Mejora detectada al proyecto o un Requerimiento de Información.

4.6 **Informe de Inspección**: Documento que sustenta la emisión del Certificado de Inspección o de su improcedencia. El Informe de Inspección es emitido por una Empresa Supervisora de Nivel A, respecto de una solicitud de un Informe Técnico

Favorable presentada ante la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.

4.7 **Observación**: Hallazgo encontrado durante la supervisión, catalogado como un incumplimiento a las normas nacionales e internacionales aplicables a un proyecto. Para su reporte por parte de la Empresa Supervisora se deberá detallar el incumplimiento detectado y la base legal que lo sustenta.

4.8 **Supervisión**: Acto de vigilar que las actividades para la ejecución de un proyecto se lleven de acuerdo a las normas nacionales e internacionales aplicables.

5. ACTIVIDADES A REALIZAR

5.1 Elaborar un Plan de Trabajo General y un Cronograma General de Actividades a desarrollar durante la vigencia del Contrato. El Cronograma General de Actividades debe incluir el cronograma estimado de entrega de los Informes Mensuales de Supervisión, los Informes de Inspección y el Certificado de Inspección.

5.2 Elaborar Planes de Trabajo Mensual en función del avance de la revisión del Diseño y de la Construcción del Proyecto.

5.3 Elaborar Informes Mensuales de Supervisión en los que se señalen en forma detallada las actividades ejecutadas por su personal durante el mes y los avances de la certificación. El formato a ser usado para la elaboración de los Informes Mensuales de Supervisión será acordado entre OSINERGMIN y la Empresa Supervisora. Los Informes Mensuales de Supervisión deberán estar debidamente documentados.

5.4 Remitir al OSINERGMIN, vía correo electrónico, un Informe Ejecutivo de Actividades Diarias, el cual contendrá un resumen de las principales actividades desarrolladas durante el día anterior. El formato a ser usado para la elaboración de este Informe será acordado entre OSINERGMIN y la Empresa Supervisora.

5.5 Verificar que la empresa PERÚ LNG haya remitido a OSINERGMIN toda la información señalada en el Texto Único de Procedimientos Administrativos de OSINERGMIN.

5.6 Revisar y tomar conocimiento del Diseño Básico y de la Ingeniería de Detalle del Proyecto, considerando como mínimo el cumplimiento de los aspectos técnicos aplicables al Proyecto que se señalan en el Numeral 1 del Anexo 1. Esta revisión tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita el siguiente documento:

5.6.1 “Informe de Revisión del Diseño de la Planta de Licuefacción”.

5.7 Verificar que durante toda la etapa de construcción del Proyecto, la empresa PERÚ LNG cumple con los requerimientos técnicos y de seguridad aplicables. Esta etapa comprende desde el inicio de la construcción, en septiembre de 2005, hasta antes de ingresar Gas Natural al Área de Procesos del Proyecto a través de la Unidad de Recepción de Gas Natural.

Esta verificación tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita el siguiente documento:

5.7.1 “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”

La verificación que hace referencia el presente numeral deberá realizarse como mínimo a los componentes del Proyecto que se indican en el Numeral 2 del Anexo 1 del presente documento.

Para la elaboración del “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

i. Aquella parte del Proyecto que a la fecha de inicio del Contrato ya se ha construido, la Empresa Supervisora certificará esta construcción utilizando los reportes emitidos por la empresa constructora.

ii. Aquella parte del Proyecto que a la fecha de inicio de Contrato no se ha construido o está en proceso de construcción, la Empresa Supervisora certificará la construcción realizando visitas diarias de campo y analizando los reportes emitidos por la empresa constructora.

A efectos de determinar aquella parte del Proyecto que a la fecha de inicio del Contrato ya se ha construido, durante los primeros quince (15) días calendarios de la fecha de inicio del Contrato, la Empresa Supervisora conjuntamente con el Coordinador del Proyecto de OSINERGMIN harán un inventario de la situación en que se encuentra el Proyecto.

Sin perjuicio de lo indicado, el “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y su respectivo Certificado, también deberá incluir la Evaluación del Plan de Contingencias para Derrames y Emergencias para la Etapa de Operación que presente PERÚ LNG.

5.8 Verificar que durante las pruebas de la construcción (puesta en operación) del Proyecto se cumplan con las normas de seguridad aplicables. Esta etapa comprende desde el ingreso de Gas Natural al Área de Procesos de la Planta de Licuefacción hasta que se realicen las pruebas que fueran necesarias, con el objeto que PERÚ LNG obtenga la autorización de Uso y Funcionamiento. Esta verificación tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita el siguiente documento:

5.8.1 “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”

La verificación que hace referencia el presente numeral deberá realizarse según el alcance que se indica en el Numeral 3 del Anexo 1 del presente documento.

5.9 A partir del “Informe de Revisión del Diseño de la Planta de Licuefacción”, del “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y del “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, la Empresa Supervisora debe emitir el siguiente documento:

5.9.1 “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”

5.10 Verificar que durante las Pruebas para la Operación de la Planta de Licuefacción, incluyendo las instalaciones marinas, se cumplan con las normas técnicas y de seguridad aplicables. Para efecto de este contrato, esta etapa comprende desde el fin de las pruebas necesarias conforme al numeral 5.8 hasta el inicio del primer

embarque de GNL, sin incluirlo. Esta verificación tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita el siguiente documento:

5.10.1 "Informe de Pruebas para la Operación de la Planta de Licuefacción".

La verificación que hace referencia el presente numeral deberá realizarse según el alcance que se indica en el Numeral 4 del Anexo 1 del presente documento.

5.11 Cuando se detecte una Observación como producto de las actividades que desarrolla la Empresa Supervisora, se deberá proceder de la siguiente manera:

5.11.1 La Empresa Supervisora deberá comunicar a PERÚ LNG la Observación detectada por medio de un Acta de Observaciones. Copia de esta Acta de Observaciones con el cargo de recibido por parte de PERÚ LNG, será remitida a OSINERMGMIN vía correo electrónico, en un plazo máximo de 24 horas de haber sido recibida por PERÚ LNG.

5.11.2 La Empresa Supervisora deberá recibir y evaluar todos los descargos presentados por PERÚ LNG ante una Observación detectada. Dicha evaluación será realizada en un plazo máximo de diez (10) días calendarios contabilizados desde su entrega por parte de PERÚ LNG, para lo cual la Empresa Supervisora deberá presentar a PERÚ LNG en el plazo indicado, y con copia a OSINERGMIN en el mismo plazo, un Informe de Evaluación de Descargos.

5.12 Cuando se detecte un Hallazgo como producto de las actividades que desarrolla la Empresa Supervisora, se deberá proceder de la siguiente manera:

5.12.1 La Empresa Supervisora deberá comunicar a OSINERGMIN, vía correo electrónico, los Hallazgos detectados en un plazo máximo de 48 horas de detectado el Hallazgo, para lo cual la Empresa Supervisora emitirá un Acta de Hallazgos.

Los Hallazgos comunicados por la Empresa Supervisora serán evaluados por OSINERGMIN y de ser pertinentes serán comunicados a PERÚ LNG.

5.13 Emitir el "Informe de Revisión del Diseño de la Planta de Licuefacción", citado en el numeral 5.6 del presente documento. Este Informe debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN hasta un plazo máximo de sesenta (60) días calendarios contados a partir del inicio del Contrato del presente servicio.

5.14 Emitir el "Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción", citado en el numeral 5.7. Este Informe de Inspección debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN hasta un plazo máximo de quince (15) días calendarios antes del ingreso de Gas Natural al Área de Procesos de la Planta de Licuefacción.

5.15 Emitir el "Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción", citado en el numeral 5.8. Este Informe debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN una vez culminadas las pruebas necesarias, indicadas por OSINERGMIN, para la puesta en operación de la Planta de Licuefacción.

OSINERGMIN podría determinar un plazo de hasta treinta (30) días calendarios antes del primer embarque de GNL para la entrega del "Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción", de ser necesario.

5.16 Según las conclusiones del “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y del “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, la Empresa Supervisora deberá realizar lo siguiente, según el caso:

5.16.1 Si el “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y el “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustentan la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, entonces la Empresa Supervisora deberá:

a. Emitir y entregar a OSINERGMIN el “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, citado en el numeral 5.9 del presente documento, hasta un plazo máximo de cinco (05) días calendarios después de emitido el “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”.

5.16.2 Si el “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y el “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustentan la improcedencia para la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, entonces la Empresa Supervisora deberá:

a. Comunicar a PERÚ LNG, con copia a OSINERGMIN, la totalidad de las Observaciones pendientes de subsanar y que han motivado la improcedencia de la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”.

b. Recibir y evaluar los descargos que presente PERÚ LNG y de ser necesario verificarlos en campo. Dicha evaluación será realizada en un plazo máximo de diez (10) días calendarios contabilizados desde la fecha en que la Empresa Supervisora recibe los descargos emitidos por PERÚ LNG. Como resultado de esta evaluación, la Empresa Supervisora emitirá un “Informe de Inspección Complementario de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, considerando las Observaciones subsanadas y pendientes de subsanar, si las hubiera.

Si el “Informe de Inspección Complementario de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustenta la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, entonces la Empresa Supervisora deberá emitir y entregar a OSINERGMIN dicho Certificado dentro del plazo señalado en el numeral anterior.

Si el “Informe de Inspección Complementario de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustenta la improcedencia para la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, debido a que persisten todas o algunas de las Observaciones, OSINERGMIN establecerá las acciones a seguir en adelante.

5.17 Emitir el “Informe de Pruebas para la Operación de la Planta de Licuefacción”, citado en el numeral 5.10 del presente documento. Este Informe debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN en la oportunidad que señala el numeral 7.

6. CONDICIONES DEL SERVICIO

Para el desarrollo del servicio:

6.1 La Empresa Supervisora debe declarar conocer el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 324-2007-OS/CD, y sus modificatorias mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN Nº 602-2008-OS/CD, Nº 603-2008-OS/CD y Nº 045-2009-OS/CD. Debe presentar una Declaración Jurada que indique lo establecido en el presente numeral, según modelo del Formato Anexo 01.6 de las Bases, en la fecha de Presentación de Propuesta Técnica y Propuesta Económica, según se señala en las Bases.

6.2 La Empresa Supervisora deberá nombrar un representante, el que hará todas las coordinaciones con el OSINERGMIN y con PERÚ LNG.

6.3 La Empresa Supervisora deberá remitir a OSINERGMIN en forma diaria, vía correo electrónico, un Informe Ejecutivo de Actividades Diarias, el cual deberá contener en forma resumida las principales actividades desarrolladas el día anterior.

6.4 OSINERGMIN coordinará con PERÚ LNG para que se permita a la Empresa Supervisora su ingreso al campo para el desarrollo de las actividades de verificación, así como acceso a información en sitio.

6.5 La movilización, el alojamiento y la alimentación serán asumidos por la Empresa Supervisora.

6.6 La Empresa Supervisora deberá contar con los instrumentos y equipos necesarios para el desarrollo de los trabajos solicitados. Esta obligación comprende los medios de transporte para movilizarse dentro de las instalaciones del Proyecto, y los ambientes y área de oficina para su personal.

6.7 El personal de la Empresa Supervisora deberá contar con los elementos de seguridad necesarios para el normal desempeño de sus labores dentro de las instalaciones del Proyecto, como ropa de trabajo, casco, botas, etc.

6.8 La Empresa Supervisora deberá contar con un Seguro de Accidentes Personales y un Seguro de Salud para su personal.

6.9 La Empresa Supervisora sostendrá las reuniones y/o comunicaciones con OSINERGMIN que considere útiles para el mejor desempeño de sus labores. Como mínimo se deberán tener reuniones una vez por semana.

6.10 La Empresa Supervisora, a través de su representante, podrá solicitar a PERÚ LNG la información, registros de construcción y de pruebas de campo que estime necesarias para su labor, con conocimiento del OSINERGMIN.

7. ENTREGABLES

La Empresa Supervisora deberá entregar a OSINERGMIN, dentro de los cinco (05) días anteriores a la fecha de inicio del Contrato, el Plan de Trabajo General y el Cronograma General de Actividades a desarrollar durante la vigencia del Contrato, señalados en el numeral 5 - Actividades a Realizar del presente documento.

La Empresa Supervisora deberá entregar a OSINERGMIN, dentro de los últimos cinco (05) días calendarios anteriores de cada mes un Plan de Trabajo Mensual en el cual se señalen las principales actividades a ser desarrolladas por su personal en el siguiente mes. Estos Planes de Trabajo Mensual serán elaborados en función del avance de la Construcción del Proyecto y de la revisión del Diseño.

La Empresa Supervisora deberá entregar a OSINERGMIN, dentro de los primeros 10 días calendarios de cada mes, Informes Mensuales de Supervisión de las actividades desarrolladas en el mes anterior. Estos Informes deben contener los Hallazgos y/o Observaciones encontradas y las comunicaciones hechas y/o recibidas con OSINERGMIN y PERÚ LNG. El formato a ser usado para la elaboración de los Informes Mensuales de Supervisión será acordado entre OSINERGMIN y la Empresa Supervisora. Los Informes Mensuales de Supervisión se presentarán en documento impreso y en medios electrónico (CD). Además en el CD se deberá incluir una presentación ejecutiva, en formato Power Point, donde se resuman las actividades del mes. En caso de ser necesario, OSINERGMIN determinará se efectúe dicha presentación ejecutiva.

Con la entrega del último Informe Mensual de Supervisión, la Empresa Supervisora deberá entregar el “Informe de Pruebas para la Operación de la Planta de Licuefacción”, si fuera el caso. Ambos Informes deberán ser entregados a OSINERGMIN en un plazo de quince (15) días calendarios siguientes de terminado el primer embarque de GNL, el cual se estima se realizará a fines del mes de mayo del año 2010.

La Empresa Supervisora presentará los siguientes documentos, como entregables de la verificación de la Construcción de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú:

1. “Informe de Revisión del Diseño de la Planta de Licuefacción”.

2. “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”

3. “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”

4. “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”.

En el Plan de Trabajo General y en el Cronograma General de Actividades presentado por la Empresa Supervisora, deberá señalarse la fecha estimada de entrega de los Informes y el Certificado de Inspección aquí señalados.

Conjuntamente con cada uno de los Informes que presente la Empresa Supervisora, se deberá presentar toda la información de sustento, en documento impreso original y una copia, así como en medio electrónico (CD).

Toda documentación descrita en el presente numeral deberá ser entregada a OSINERGMIN vía Mesa de Partes.

8. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE LA EMPRESA SUPERVISORA

8.1 DE LA EMPRESA SUPERVISORA

8.1.1 **Inscripción en el Registro de Empresas Supervisoras de OSINERGMIN**
La Empresa Supervisora deberá estar inscrita en el Registro de Empresas Supervisoras de OSINERGMIN como Empresas Supervisora de Nivel A.

8.1.2 **Experiencia en la Especialidad**
Haber participado en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, certificación o supervisión de al menos una (01) Planta de Procesamiento de Gas Natural Licuado, con capacidad mayor o igual a 200 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos por día) ó una (01) Refinería de Petróleo o una (01) Planta de Procesamiento de Condensados de Gas Natural, con capacidad mayor o igual a 50 MBPD (Miles de Barriles Por Día); ó una (01) Planta de Procesamiento de Gas Natural, con capacidad mayor o igual a 200 MMPCD.

Se deberá presentar copia de los contratos, conformidades de servicio u otros documentos que acrediten fehacientemente la experiencia en la especialidad.

8.2 DEL PERSONAL DE LA EMPRESA SUPERVISORA

La Empresa Supervisora deberá contar con un equipo de profesionales calificados y de experiencia en la actividad y especialidad según corresponda. El equipo mínimo que deberá disponer será el siguiente:

8.2.1 **GERENTE TÉCNICO**

Formación Profesional
Profesional titulado en Ingeniería.

Experiencia en la Actividad
Mínimo 5 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, como Jefe de Proyectos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y/o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado como Gerente de Proyectos o Gerente Técnico en la certificación de dos (02) de cualquiera de los siguientes proyectos de instalación: de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural, plantas petroquímicas o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.2 **INGENIERO DE PROCESOS**

Formación profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Química o Petroquímica o carrera afín.

Experiencia en la actividad
Mínimo 8 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, certificación y/o supervisión de procesos de refinerías de petróleo, plantas de

procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado en la certificación o supervisión de dos (02) proyectos de instalación de plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.3 INGENIERO MECÁNICO

Formación Profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Mecánica, Mecánica-Eléctrica o carrera afín.

Experiencia en la actividad
Mínimo 8 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, certificación y/o supervisión de equipos de procesos, tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, tuberías de transporte de hidrocarburos y/o tuberías de procesos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado en la certificación o supervisión de dos (02) de cualquiera de los siguientes proyectos de instalación: de equipos de procesos, tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, tuberías de transporte de hidrocarburos o tuberías de procesos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.4 INGENIERO ELECTRICISTA

Formación Profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, Mecánica-Eléctrica o carrera afín.

Experiencia en la actividad
Mínimo 8 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, instalación, mantenimiento, certificación y/o supervisión de equipos y sistemas eléctricos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado en la certificación de dos (02) de cualquiera de los siguientes proyectos de instalación: de equipos y sistemas eléctricos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.5 INGENIERO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

Formación profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería de Higiene y Seguridad Industrial, Mecánica, Mecánica-Eléctrica, Química, Petroquímica o carrera afín.

Experiencia en la actividad
Mínimo 8 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en la evaluación de riesgos de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber sido Jefe o Coordinador de la elaboración de estudios HAZOP o evaluaciones de riesgos de por lo menos dos (2) de las siguientes instalaciones: plantas de procesamiento de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.6 INGENIERO CIVIL

Formación Profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Civil.

Experiencia en la Actividad
Mínimo 5 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, certificación y/o supervisión de construcciones civiles en edificaciones, puentes, represas o tanques de almacenamiento de líquidos.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado en la certificación en por lo menos dos (02) de cualquiera de los siguientes proyectos de instalación: de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

8.2.7 INGENIERO INSTRUMENTISTA

Formación Profesional
Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, Mecánica-Eléctrica o carrera afín.

Experiencia en la actividad
Mínimo 8 años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, instalación, mantenimiento, certificación y/o supervisión de equipos y sistemas de instrumentos de control de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural, plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Experiencia en la Especialidad
Haber participado en la certificación o supervisión de dos (02) de cualquiera de los siguientes proyectos de instalación: de sistemas de instrumentos de control de refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural,

plantas de procesamiento de condensados de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural licuado.

Para todo el personal, deberá presentar una Hoja Resumen a manera de Declaración Jurada donde indique la experiencia en la actividad y especialidad así como los tiempos de experiencia requeridos (Formato Anexo 01.7 de las Bases).

9. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO

Se estima que el plazo de ejecución del servicio será de hasta seis (06) meses o hasta la culminación del servicio, lo que ocurra primero, y se iniciará a partir del día siguiente útil de la firma del Contrato.

Se debe considerar que el primer embarque de GNL se estima se realizará a fines del mes de mayo del año 2010.

10. FORMA DE PAGO

El 100% del monto contratado será pagado por la Certificación del Proyecto de la Planta de Licuefacción, y estará en función de la entrega de los Informes Mensuales de Supervisión, de los Informes de Inspección y del Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción conforme al Plan de Trabajo y Cronograma de Actividades presentados por la Empresa Supervisora y aprobado por OSINERGMIN.

La forma de pago será conforme se detalla a continuación:

10.1 El 60% del monto total contratado será pagado en cuotas mensuales durante el plazo de ejecución del servicio, el cual será de hasta seis (06) meses o hasta la culminación del servicio, previa presentación de los Planes de Trabajo Mensual y de los Informes Mensuales de Supervisión señalados en el numeral 7.- Entregables, de este documento, previa aprobación de la DPTN.

Las cuotas mensuales se calcularán inicialmente considerando que la duración del servicio será de seis (06) meses. En caso que la culminación del servicio ocurra primero, la última cuota se calculará restando el total pagado en los meses anteriores del 60% del monto total contratado.

10.2 El 40% del monto total contratado será pagado de acuerdo a lo siguiente:

10.2.1 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Revisión del Diseño de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

10.2.2 Si el “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y el “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustentan la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”:

a. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

b. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

c. 10% del monto total contratado a la entrega del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

10.2.3 Si el “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción” y/o el “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”sustentan la improcedencia para la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”:

a. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

b. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

c. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección Complementario de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, previa conformidad de la DPTN.

En caso que el “Informe de Inspección Complementario de la Construcción de la Planta de Licuefacción” sustenta la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, este pago se realizará a la entrega de dicho Certificado.

En caso que el “Informe de Inspección Complementario” sustenta la improcedencia del “Certificado de Inspección de la Construcción de la Planta de Licuefacción”, OSINERGMIN determinará las acciones a seguir.

11. LUGAR DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO

El servicio será realizado en las oficinas de la Empresa Supervisora, en la ciudad de Lima y en las instalaciones del Proyecto de Pampa Melchorita, km 169 de la Carretera Panamericana Sur, provincia de Cañete, departamento de Lima.

12. CONFIDENCIALIDAD

Se deberá mantener en forma reservada toda información suministrada por OSINERGMIN y PERÚ LNG, durante y después del término del servicio, la Empresa Supervisora deberá entregar todos aquellos documentos que le fueron proporcionados. Esto incluye tanto material impreso como grabado en medios magnéticos y/o digitalizados. Asimismo, la Empresa Supervisora se compromete a no divulgar a terceros sobre la información que tuvo acceso así como los resultados del servicio contratado.

13. EXCLUSIVIDAD DEL SERVICIO

Durante la ejecución del servicio y dentro de los tres (03) meses siguientes de haber concluido el servicio, la Empresa Supervisora no podrá establecer ningún tipo de relación comercial o profesional con PERÚ LNG.

ANEXOS

Se adjunta lo siguiente:
Anexo 1: Alcance de los Informes de Inspección
Anexo 2: Memoria Descriptiva del Proyecto
Anexo 3: Situación del Avance del Proyecto
Anexo 4: Relación de Principales Equipos del Proyecto

ANEXO 1

ALCANCE DE LOS INFORMES DE INSPECCIÓN

El Informe de Revisión y los Informes de Inspección deben incluir la verificación de que el diseño y construcción Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, Perú, cumple con lo señalado en los Reglamentos[1] y estándares nacionales e internacionales aplicables a los componentes del Proyecto que se indican a continuación:

1 INFORME DE REVISIÓN DEL DISEÑO DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

1.1 Diseño

Para emitir el Informe de Diseño de la Planta de Licuefacción, la Empresa Supervisora deberá verificar el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad, a los siguientes componentes del Proyecto:

a. Provisiones para el control de derrames y fugas, según la norma NFPA 59 A – Edición 2006.
b. Diseño de los Tanques de Almacenamiento Estacionarios de GNL, según la norma NFPA 59 A – Edición 2006.
c. Diseño de las válvulas de alivio de los Tanques de Almacenamiento Estacionario de GNL, según la norma NFPA 59 A – Edición 2006.
d. Diseño del sistema de protección contra incendio y seguridad, según la norma NFPA 59 A – Edición 2006.

La verificación antes descrita servirá para constatar que la Empresa Supervisora ha tomado conocimiento del Diseño de la Planta de Licuefacción.

2 INFORME DE INSPECCIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

La certificación abarcará todas las etapas de la construcción y se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

[1] Los Reglamentos basicos aplicables al Proyecto son los siguientes:

- El Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo Nº 051-93-EM, y su modificatoria, aprobada por Decreto Supremo Nº 035-2003-EM.
- El Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo Nº 052-93-EM, y su modificatoria, aprobada por Decreto Supremo Nº 036-2003-EM.
- El Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 026-94-EM y su modificatoria, aprobada por Decreto Supremo N° 034-2004-EM.
- El Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo Nº 043-2007-EM.

i. Aquella parte del Proyecto, que a la fecha de inicio del Contrato ya se ha construido, la Empresa Supervisora certificará esta construcción utilizando los reportes emitidos por la empresa constructora.
ii. Aquella parte del Proyecto, que a la fecha de inicio de Contrato no se ha construido o está en proceso de construcción, la Empresa Supervisora certificará la construcción realizando visitas de campo y analizando los reportes emitidos por la empresa constructora.

A efectos de determinar aquella parte del Proyecto que a la fecha de inicio del Contrato ya se ha construido, durante los primeros quince (15) días calendarios de la fecha de inicio del Contrato, la Empresa Supervisora conjuntamente con el Coordinador del Proyecto de OSINERGMIN harán un inventario de la situación en que se encuentra el Proyecto.

El Informe de Inspección comprende la evaluación de los siguientes componentes del Proyecto:

2.1 CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

a. Cumplimiento de los procedimientos de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC) aplicables por PERÚ LNG.
b. Procedimientos y ejecución de Pruebas No Destructivas. Verificación de registros de Pruebas No Destructivas.
c. Procedimientos y ejecución de soldaduras. Verificación de registros de los procedimientos de soldadura.
d. Protocolos de calificación de soldadores. Verificación de registros de calificación de soldadores.
e. Procedimientos y ejecución de reparación de soldaduras. Verificación de registros de procedimientos y reparación de soldadura.
f. Procedimientos y ejecución de pruebas hidrostáticas de tuberías.
g. Procedimiento y ejecución de pruebas hidrostáticas de los tanques de GNL.
h. Emisión de Permisos de Trabajo (safe work practices) durante la construcción.
i. Procedimientos y ejecución de calibración de válvulas de seguridad. Verificación de registros de calibración de válvulas de seguridad.
j. Pruebas del sistema contra incendio: agua, espuma, extintores, detectores, etc.
k. Manuales de Operación con los procedimientos de operación normal y de emergencia: Operación de Planta, Recepción de Refrigerantes Inflamables y embarque de GNL
l. Procedimientos para la puesta en operación, producción, almacenamiento y despacho de GNL
m. Capacitación y entrenamiento del personal operativo y de mantenimiento.
n. Evaluar el Plan de Contingencias para la etapa de operación del Proyecto que presente PERÚ LNG.

2.2 EQUIPOS Y MATERIALES

a. Trazabilidad de materiales.
b. Control de calidad de materiales.
c. Verificar que equipos construidos en fábrica tengan las certificaciones señaladas en sus códigos de construcción.

2.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS E INSTRUMENTOS

a. Verificar la instalación de sistemas eléctricos de acuerdo a los planos de clasificación de áreas peligrosas.
b. Procedimientos y ejecución de pruebas del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS)

3 INFORME DE INSPECCIÓN DE PRUEBAS DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN (PUESTA EN OPERACIÓN)

Para emitir el Informe de Pruebas de la Construcción de la Planta de Licuefacción, la Empresa Supervisora deberá verificar que durante las pruebas (puesta en operación) del Proyecto se cumplan los procedimientos para la puesta en operación señalados en los respectivos Manuales de Operación y de las actividades de Comisionado, de acuerdo a Programa de Línea Base de Comisionado de PERÚ LNG. Esta etapa comprende desde el ingreso de Gas Natural al Área de Procesos de la Planta de Licuefacción hasta que se hagan las pruebas que fueran necesarias, indicadas por OSINERGMIN.

4 INFORME DE PRUEBAS PARA LA OPERACIÓN DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN

Para emitir el Informe de Pruebas para la Operación de la Planta de Licuefacción, la Empresa Supervisora deberá verificar que durante las pruebas para la operación del Proyecto se cumplan los procedimientos para la puesta en operación señalados en las actividades de Comisionado. Esta etapa comprende desde el fin de las pruebas que fueran necesarias, indicadas por OSINERGMIN, hasta el primer embarque de GNL.

ANEXO 2

MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO

PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE PAMPA MELCHORITA, PERÚ

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO
   - 2.1 INTRODUCCIÓN
   - 2.2 UNIDAD 1000: ÁREA DE RECEPCION DE PLANTA
   - 2.3 UNIDAD 1100: REMOCIÓN DE GAS ÁCIDO: AGRU
     - 2.3.1 DETALLE DEL TRATAMIENTO DEL GAS
     - 2.3.2 DETALLE DE LA REGENERACIÓN DE AMINA
   - 2.4 UNIDADES 1300 & 1500: AREAS DE DESHIDRATACION & REMOCIÓN DE MERCURIO
     - 2.4.1 DESHIDRATACIÓN
     - 2.4.2 REMOCION DEL MERCURIO
   - 2.5 UNIDAD 1400: AREA DE LICUEFACCION & REFRIGERATION
     - 2.5.1 FLUJO del GAS NATURAL
     - 2.5.2 CIRCUITO DE PROPANO 11
     - 2.5.3 CIRCUITO DE REFRIGERANTE MIXTO 12
   - 2.6 UNIDAD 3400: ALMACENAMIENTO DE GNL Y ÁREA DE CARGA

3. DESCRIPCIÓN DE FACILIDADES AUXILIARES
   - 3.1 UNIDAD 3100: ALMACENAMIENTO DE REFRIGERANTES
   - 3.2 UNIDAD 4000: GENERACIÓN DE ENERGIA
     - 3.2.1 Generación de Energía
     - 3.2.2 Sistemas de emergencia
   - 3.3 UNIDAD 4100: SISTEMA DE ACEITE CALIENTE
   - 3.4 UNIDAD 5200: SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE
     - a. Gas Combustible de Alta Presión 19
   - 3.5 UNIDAD 5300: SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL Y GASOLINA
   - 3.6 UNIDAD 6100: SISTEMA DE SUMINISTRO DE AGUA DE MAR
   - 3.7 UNIDAD 6200: SISTEMA DE ANTORCHAS DE CAMPO
     - 3.7.1 Capacidad de la Antorcha Terrestre de Gas Húmedo
     - 3.7.2 Capacidad de la Antorcha Terrestre de Gas Seco
     - 3.7.3 Capacidad del Sistema de Antorcha Elevada de BOG
     - 3.7.4 Válvula de Alivio en la Entrada de Planta
   - 3.8 UNIDAD 6300: SISTEMA DE AGUA DULCE
   - 3.9 UNIDAD 6400: SISTEMA DE AGUA POTABLE
   - 3.10 UNIDAD 6500: SISTEMA DE AGUA DESMINERALIZADA
   - 3.11 UNIDAD 6600: SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS & PLANTA.
   - 3.12 UNIDAD 6700: SISTEMA DE NITRÓGENO
     - 3.12.1 ALMACENAMIENTO DE NITRÓGENO LIQUIDO
     - 3.12.2 VAPORIZADORES DE NITRÓGENO LIQUIDO
   - 3.13 UNIDAD 7100: TRATAMIENTO DE EFLUENTES, INCINERADOR
     - 3.13.1 Aguas Residuales de Proceso
     - 3.13.2 Aguas Residuales de las Facilidades Auxiliares
     - 3.13.3 Aguas Residuales Sanitarias
     - 3.13.4 Drenajes Superficiales
     - 3.13.5 Incinerador de desperdicios Sólidos
   - 3.14 UNIDAD 7600: SISTEMA DE AGUA CONTRAINCENDIO

4. LAS INSTALACIONES MARINAS
- 4.1 Atracadero de GNL
- 4.2 Acceso sobre Caballetes
- 4.3 Rompeolas
- 4.4 Atracadero de Remolcadores
- 4.5 Muelle de Servicios

5. DESCRIPCIÓN DE LOS EDIFICIOS Y FACILIDADES DE VIVIENDA
- 5.1 Edificios Vinculados al Proceso — Serie 7000
  - 5.1.1 Sala de Control Central (CCR) / Edificio del Laboratorio, UN-7001
  - 5.1.2 Cuarto del Mando Local — Tren de Proceso GNL (LCRO1), UN-7002
  - 5.1.3 Cobertizo para la Unidad de Ósmosis Inversa (L-6303), UN-7003
  - 5.1.4 Sala de Control Local — Área Almacenamiento de GNL y BOG (LCRO4), UN-7004
  - 5.1.5 Sala de Control Local — Área de Generación Eléctrica/Facilidades Auxiliares (LCRO3), UN-7005
  - 5.1.6 Cobertizo de Compresor de BOG, UN-7006
  - 5.1.7 Cobertizo del Compresor de la Zona de Facilidades Auxiliares, UN-7007
  - 5.1.8 Cobertizo para Compresor de Refrigerante Mixto MR, UN-7008
  - 5.1.9 Cobertizo de Compresor de propano, UN-7009
- 5.2 Edificios de Apoyo Administrativo, Serie 8000
  - 5.2.1 Edificio de Bodega, UN-8001
  - 5.2.2 Edificio de Talleres de Mantenimiento, UN-8002
  - 5.2.3 Cobertizo de Almacenamiento de Productos Quimicos, UN-8003
  - 5.2.4 Edificio de Administración / Capacitación, UN-8004
  - 5.2.5 Edificio de Estación de Bomberos, UN-8005
  - 5.2.6 Puerta Principal / Guardia de Seguridad, UN-8006
- 5.3 Edificios de la Comunidad Permanente. Serie 9000
  - 5.3.1 Alojamiento para Funcionarios Principales, UN-9001
  - 5.3.2 Alojamiento para Personal Turnista, UN-9002
  - 5.3.3 Vivienda para Funcionarios Menores/No Funcionarios, UN-9003
  - 5.3.4 Almacén de la Comunidad/Edificio de Mantenimiento, UN-9004
  - 5.3.5 Edificio de Recreación de la Comunidad, UN-9005
  - 5.3.6 Edificio de Comedor/Refectorio, UN-9006
  - 5.3.7 Edificio de la Clínica Médica, UN-9007

1. INTRODUCCIÓN

PERÚ LNG S.R.L., en adelante llamada la “Compañía”, está emprendiendo un proyecto para construir una Instalación de Gas Natural Licuefactado (GNL) para Exportación llamándose, Proyecto “Exportación de GNL Pampa Melchorita, Perú”.

Las Instalaciones del Proyecto se localizarán en un predio de 521 hectáreas de terreno costero árido denominado Pampa Melchorita, el cual está ubicado al sur de Lima entre los kilómetros 167 a 170 de la parte oriental de la Carretera Panamericana Sur.

El Proyecto involucra la construcción y funcionamiento de una instalación para exportación de 4.4 millones de toneladas métricas nominales por año (MMTA) la GNL. Dicha instalación procesará el gas natural de los campos de Camisea localizados a 500 Km. al este de Lima. Se planea iniciar la ingeniería detallada y construcción del Proyecto hacia finales del 2005, obteniéndose la primera producción de GNL en el año 2009. Esta instalación incluirá un embarcadero marítimo para cargar el producto en los buques de GNL para el transporte por mar a los clientes potenciales.

Las Instalaciones del Proyecto consisten en lo siguiente:
- Instalaciones de Procesos (Planta de Licuefacción)
- Instalaciones de Facilidades Auxiliares
- Instalaciones Marítimas
- Edificios y Viviendas localizados dentro del área del proyecto.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

2.1 INTRODUCCIÓN

La Planta de Licuefacción consiste de un tren de licuefacción o licuación de gas natural, diseñado para producir 4.45 MTPA de GNL a temperatura criogénica de - 163 °C y presión del ambiente constante. El sistema de licuefacción usa el proceso de licuefacción “Propane Precooled Mixed Refrigerant” (MR) de la firma Air Products and Chemicals, Inc. (APCI). La descripción del proceso se relaciona con las instalaciones indicadas en los Diagramas de Flujo de Proceso para cada uno de las unidades de la planta.

Las siguientes unidades se describen a continuación:

Unidad - 1000 Recepción de Planta
Unidad - 1100 Remoción de Gas Ácido
Unidad - 1300 & 1500 Deshidratación y Remoción de Mercurio
Unidad - 1400 Licuefacción y Refrigeración de GNL
Unidad - 3400 Tanque Almacenamiento y Embarque de GNL
Unidad - 4000 Generación de Energía
Unidad -4100 Sistema de Aceite Caliente
Unidad - 5200 Sistema de Gas Combustible
Unidad - 5300 Sistema de Combustible Diesel y Gasolina
Unidad -6100 Sistema de Suministro de agua de Mar
Unidad - 6200 Sistema de Antorcha de Campo.
Unidad - 6300 Sistema de Agua Dulce
Unidad -6400 Sistema de Agua Potable
Unidad - 6500 Sistema de Agua Desmineralizada
Unidad - 6600 Sistema de Aire de Instrumentos & Planta
Unidad - 6700 Sistema de Nitrógeno
Unidad - 7000 Serie Edificios vinculados al Proceso
Unidad -7100 Tratamiento de Efluentes, Incinerador
Unidad - 7600 Sistema de Agua Contraincendio
Unidad - 8000 Serie Edificios de Apoyo Administrativo
Unidad - 9000 Serie de Edificios de la Comunidad Permanente

2.2 UNIDAD 1000: ÁREA DE RECEPCION DE PLANTA

El gas natural de alta presión se entrega a la planta de licuefacción en la brida de recepción del raspatubo del Ducto Principal. El gas de alimentación se mide antes de entrar en el Tambor de Separación (KO) del Gas de Alimentación (y-bOl) el cual remueve cualquier líquido libre presente en la tubería. Después del KO se reduce la presión al gas de alimentación a planta, a la presión de operación, 77 bar. Después de la válvula de control de presión, el gas se calienta con el Calentador de Gas (E-bOl) que usa aceite caliente como fuente de calor. El calentador es requerido debido a las altas presiones a que es sometida la tubería y para controlar las bajas temperaturas del gas expandido. El gas de alimentación se envía entonces al Filtro de Gas de Entrada (y1003) para quitar cualquier líquido entrampado y partículas de suciedad, antes pasar al absorbente de gas ácido.

Cualquier líquido removido en el KO y en el filtro se envia al Tambor de Desgasificación (V-1002), donde el gas presente es separado antes que los líquidos se envíen a una disposición segura. Los vapores se derivan al sistema de antorcha de campo y la fase líquida se envía al separador CPI. El diseño del sistema de entrada de gas incluye una provisión para el suministro de gas combustible para un generador eléctrico durante el arranque de la planta inicial. Este gas se toma de la entrada de la tubería de alta presión antes de la entrada al KO. Esto asegurará que puede entregarse el gas combustible a los generadores principales, aún cuando las tuberías del área de entrada a planta no estén completadas.

2.3 UNIDAD 1100: REMOCIÓN DE GAS ÁCIDO: AGRU

El gas de alimentación que entra en el AGRU debe estar seco y libre de hidrocarburos pesados. La temperatura normal del gas de alimentación es demasiado baja para una cinética eficaz de absorción de CO_2, por lo que el gas de alimentación se precalienta contra el gas tratado en el Intercambiador de Calor de Gas de Entrada (E-1105). El gas de alimentación calentado entra en el fondo del Absorbedor (C-11O1) y fluye hacia arriba a través de la columna en estrecho contacto a contracorriente con la solución solvente. El solvente quita el CO_2 del gas.

Un caso de diseño futuro usado para el dimensionamiento incluye el gas de regeneración de la unidad de deshidratación que se une con la corriente de gas de alimentación. Esta corriente combinada de gas será la nueva alimentación al Absorbedor.

El gas dulce que sale del tope del Absorbedor es enfriado por el entrante gas de alimentación y enviado a través del lntercambiador de calor de Gas de Entrada (E-1105) al Tambor de Lavado de Gas Tratado (‘1- 1105). Allí, el gas tratado se lava con agua de lavado recuperada del Deshidratador Separador de Entrada (V-1303) para minimizar las pérdidas de solvente con el gas tratado. El gas tratado fluye a la unidad de deshidratación, mientras el agua del lavado y cualquier agua condensada del gas de alimentación se envían al Recipiente de Evaporación Instantánea de Alta Presión (C-1 103).

La solución solvente Rica del fondo del absorbedor fluye al C-1003 donde cualquier hidrocarburo absorbido es vaporizado y enviado al sistema de gas combustible de baja presión. La solución rica del fondo del C-1003 se precalienta en el Enfriador de Solvente Pobre/Rico (E1103) y entra en el tope del Regenerador (C-1102). El CO^2 se despoja del solvente rico en el Regenerador con calor proporcionado por dos Rehervidores del fondo del Regenerador (E-1104). Los rehervidores o i usan el aceite caliente como fuente de calor. El flujo de tope es condensado y el gas residual de CO_2 se ventea a la atmósfera.

La solución solvente pobre sale del fondo del Regenerador y se enfría contra el solvente rico de alimentación. La solución solvente pobre se bombea en dos etapas y posteriormente se enfría en el Enfriador de Solvente Pobre (E-11O1) antes de que ingrese al tope del Absorbedor.

El AGRU incluye provisiones para mantener limpia la solución solvente (por medio de filtración); para colectar goteos y drenajes de solventes (en el sistema de sumidero), para reponer agua para mantener el balance del sistema agua, y para proveer capacidad de recuperación de bajos y altos inventarios de aminas.

El gas de alimentación del área de entrada se envía a la Unidad de Remoción de Gas Ácido (AGRU) para la remoción del CO_2 en la corriente de gas. Suficiente CO_2 es removido de la corriente de gas para asegurar que la carga a la unidad de licuefacción de GNL contenga menos de 50 ppm de CO_2.

2.3.1 DETALLE DEL TRATAMIENTO DEL GAS

Los contaminantes ácidos del gas natural (principalmente CO_2) se eliminan hasta niveles aceptables por absorción con amina. Los contaminantes ácidos de gas son removidos por contacto a contracorriente del gas de alimentación con la solución circulante de amina en el Absorbedor de AGRU (C-11O1). El gas de alimentación de entrada que está a 18°C y 75.3 bar, es calentado en el intercambiador E-1105 con el gas tratado que deja el Absorbedor de AGRU para levantar su temperatura a 35°C. Esta mayor temperatura es necesaria para promover la reacción del CO_2 en el gas de alimentación con la solución de amina en el absorbedor. El gas tratado sale del absorbedor a 50°C y 73.6 bar. Después que el CO_2 es removido, el gas tratado se enfría a 34°C por intercambio cruzado con el gas de alimentación. Esto también condensa agua de la corriente de gases que se recogió en el absorbedor de amina. El gas enfriado entra en el Tambor de Lavado de Gas Tratado (V-1105) donde el agua de reposición se usa para lavar la corriente de gas y remover el arrastre de amina del gas endulzado. El agua de reposición y el agua condensada del Tambor del Lavado son enviadas al Recipiente de Vaporización de Alta Presión (C-1103) como agua de reposición para la unidad de amina. El gas de alimentación tratado a 34°C y 72.6 bar se envía al Vaporizador de Propano de Alta Presión (E-1401) donde más agua es condensada de la corriente de gas tratado antes de que éste se envíe a la unidad de deshidratación.

2.3.2 DETALLE DE LA REGENERACIÓN DE AMINA

El solvente rico en amina que deja el fondo del Absorbedor de AGRU (C-1101) a 74 bar y 52.8°C es vaporizado a 5.5 bar en el Recipiente de Vaporización de Alta Presión (C-1 103). Este gas vaporizado es alimentado al sistema de gas combustible de baja presión que opera a 5 bar. La solución rica en amina del Recipiente de Alta Presión es entonces calentada con la amina pobre en el Enfriador de Solvente Pobre (E-1 103), antes de ser descomprimido y ser alimentado al Regenerador de AGRU (C-1102). En el Regenerador de AGRU los gases ácidos se despojan de la solución de amina. La solución de amina pobre de los fondos del Regenerador AGRU se enfría de 110.8°C a 62.6°C por intercambio cruzado con la solución rica de amina en el Enfriador de Solvente Pobre (E-1103). La solución de amina pobre se bombea con la bomba propulsora de Solvente Pobre (P-1101) hacia la Bomba de carga de Solvente Pobre (P-1103). La solución de amina pobre de alta presión proveniente de la bomba de carga de solvente pobre se enfría en el Enfriador de Solvente Pobre (E-1101) a 50°C, y devuelve al tope del Absorbedor de AGRU. Una corriente lateral de la solución de amina de las bombas de refuerzo se filtra para quitar sólidos e hidrocarburos de la solución de amina pobre.

El Hervidor del Regenerador de AGRU (E-1104), usa aceite caliente a 170°C del sistema de aceite caliente, rehierve el contenido del Regenerador de AGRU. El sistema de aceite caliente opera a una temperatura de aceite de 170°C para evitar la degradación de la solución de amina en el rehervidor. El tope del Regenerador de AGRU es controlado condensando el agua en el Condensador de Tope del Regenerador de AGRU (E-1102) y devolviendo esta agua del tambor del reflujo como reflujo a la torre de despojamiento con la Bomba de Reflujo del Regenerador (P1102). El vapor de tope del Tambor de Reflujo del Regenerador (V1104) es venteado por un controlador de presión directamente a la atmósfera pues sólo contiene vapor de agua y CO_2.

2.4 UNIDADES 1300 & 1500: AREAS DE DESHIDRATACION & REMOCIÓN DE MERCURIO

2.4.1 DESHIDRATACIÓN

Se envía el gas tratado del AGRU a la unidad de Deshidratación.

La unidad de deshidratación seca el gas tratado saturado con agua a por lo menos 1 $ppm_{(v)}$ de agua para evitar la congelación y taponamiento por formación de hidratos en la unidad de licuefacción criogénica.

La deshidratación se logra primero, preenfriando el gas de alimentación tratado del AGRU en el Vaporizador de Propano a 18°C lo que está a 4°C sobre la temperatura de formación de hidratos. Este enfriamiento quita el mayor volumen de agua del gas de alimentación. Reduciendo el contenido de agua del gas, la carga a los Tamices Moleculares disminuye significativamente. El agua formada en el proceso de enfriamiento es removida en el Separador de Ingreso al Deshidratador (V-1 303) y devuelta a la Unidad de Remoción de Gas Ácido como agua de reposición. El agua restante es entonces adsorbida del gas en el Deshidratador de Gas Natural (C-1301 *A/SIC),* un sistema de triple lecho de tamiz molecular.

Se usa un arreglo de tres recipientes, con dos de ellos en el modo de adsorción (flujo pasante) y el tercer recipiente en el modo de regeneración (flujo de retorno). El gas secado en la Unidad de Deshidratación pasa por el Postfiltro de Gas Natural (S-1 301). Cada lecho del tamiz molecular es regenerado cada 24 horas usando aproximadamente el 5% del gas seco tratado de salida de la unidad de deshidratación. Primero, el gas de regeneración es calentado en el Calentador de Gas de Regeneración (H-1301) a 290°C, y entonces pasa a través del lecho del tamiz molecular para quitar el agua del adsorbedor. La corriente de gas de regeneración es entonces enfriada por aire a 40°C para condensar y separar el agua en el Tambor KO de Gasl Líquido de Regeneración (V-1301). Del V-1301, el agua se envía al Tambor de Desgasificación de donde a su vez es enviado al Separador CPI. El gas de regeneración enfriado se envía al sistema de gas combustible de alta presión para uso como gas combustible. El diseño permite que un compresor futuro comprima y recicle la corriente de gas de regeneración atrás a la entrada del AGRU.
Después de la etapa de calentamiento, el lecho es enfriado por gas de regeneración que fluye a través de los Calentadores de Gas de Regeneración que están apagados. El lecho se pone en

posición “listo para operar’ una vez que se enfría a su temperatura de servicio normal, preparado para ser devuelto al ciclo de adsorción cuando otro lecho de adsorción paralelo se cambie a su modo de regeneración.

2.4.2 REMOCIÓN DEL MERCURIO

Ninguna cantidad de mercurio ha sido medida en las muestras de gas tomadas a la fecha para el Proyecto del Gas de Camisea. Pruebas detalladas de todos los depósitos de gas no se completarán durante algún tiempo por lo que una provisión debe hacerse para proteger el Intercambiador de Calor Criogénico Principal de aluminio, en el caso de ser afectado por la existencia de de mercurio. El Filtro de Adsorción de Mercurio está diseñado para una caída nominal de presión de 0.8 bar con una vida minima de tres años. La disposición de filtros usados se hará mediante el retorno al fabricante para su eliminación.

Después del filtro del Deshidratador, la corriente de gas de alimentación seco entra en el Absorbedor de Mercurio (C-1501). El Absorbedor de Mercurio remueve cualquier presencia de mercurio en el gas de alimentación. El efluente del Absorbedor de Mercurio fluye a través del Postfiltro del Absorbedor de Mercurio (S-1502) que previene el ingreso de partículas de catalizador a la Unidad de Licuefacción. El gas de alimentación tratado y seco continúa a la Unidad de Licuefacción de GNL.

2.5 UNIDAD 1400: AREA DE LICUEFACCION & REFRIGERACION

2.5.1 FLUJO del GAS NATURAL

El proceso de licuefacción está basado en el Proceso “Refrigerante Multicomponente Preenfriado con Propano” de la compañía Air Products and Chemicals Inc. (APCI). El proceso de APCI usa dos tipos de ciclos de refrigeración para preenfriar y licuefactar el gas natural de alimentación. El gas natural de alimentación es primero preenfriado usando propano como refrigerante a cuatro diferentes y descendentes niveles de presión y temperatura. Después de ser enfriado por la refrigeración del propano, el gas de alimentación entra en el E-1405, Intercambiador de Calor Criogénico Principal (MCHE), a 64 bar y -33°C. En el MCHE la corriente de gas es post-enfriada y totalmente condensada por el Refrigerante Mixto (MR). El gas natural líquido sub-enfriado que deja el MCHE está reducido en la presión por una válvula de control y se envía entonces al tanque de almacenamiento de GNL. El GNL que entra en el tanque del almacenamiento está a 1.09 bar de presión y - 161.3°C de temperatura.

2.5.2 CIRCUITO DE PROPANO

Los vapores de propano de los intercambiadores de calor a cada nivel de presión, se alimentan al compresor de propano de cuatro etapas (K-1440), dónde se comprime a aproximadamente 15 bar. El propano refrigerante es de-sobrecalentado y condensado a 41°C y sub-enfriado a 26°C antes de ser retornado a los varios intercambiadores de calor del refrigerante propano. La refrigeración con propano se da en cuatro niveles de temperatura:

- Nivel Alto de Refrigeración de Propano de Alta Presión (HHP): el propano líquido del Sub-enfriador de Propano (E-1442) se vaporiza al nivel alto de refrigeración de propano de alta presión y se envía a los Vaporizadores de Propano HHP (E-1401) y (E1421). Éstos son los primeros refrigerantes en que el gas de alimentación y el Refrigerante Mixto (MR) son enfriados en su ruta 007151 al MCHE. Estos vaporizadores operan a una temperatura de 12.9°C y una presión de 6.9 bar.

- Nivel de Refrigeración de Propano de Alta Presión (HP): el propano líquido del vaporizador de Propano (E-1421) se vaporiza al nivel de alta presión y se envía a los vaporizadores (E-1402) y (E-1422). Éstos son los segundos refrigerantes en que el gas de alimentación y el MR se enfrían en su ruta al MCHE. Estos vaporizadores operan a una temperatura de -5.0°C y una presión de 4.0 bar.

- Nivel de Refrigeración de Propano de Media Presión (MP): el propano líquido de los vaporizadores de propano de alta presión es vaporizado a la presión media y enviado a los vaporizadores de propano (E-1403) y (E-1423) en este nivel de presión. Éstos son los terceros refrigerantes en que el

gas de alimentación y el MR se enfrían en su ruta al MCHE. Estos vaporizadores operan a una temperatura de -20.5°C y una presión de 2.4 bar.

- Nivel de Refrigeración de Propano de Baja Presión (LP): el propano liquido de los vaporizadores de propano de media presión es vaporizado a la presión baja y enviado a los vaporizadores de propano de baja presión (E-1404) y (E-1424) en este nivel de presión. Éstos son los cuartos y últimos enfriadores en que el gas de alimentación y el MR se enfrían en su ruta al MCHE. Estos vaporizadores operan a -36.2°C y a 1.30 bar.

La presión que opera cada nivel de refrigeración de propano es fijada por el funcionamiento del Compresor de Propano (K-1440). Los vapores de los dos vaporizadores en cada fase van a un tambor común de succión elevada que remueve el propano arrastrado de esta etapa y retorna el propano líquido al vaporizador en el circuito de MR. Cada etapa del compresor tiene su propio sistema de control de sobrepresión. A los vapores de propano comprimido de la descarga del compresor se les reduce la presión por su válvula de control de sobre-presión a la entrada del tambor de la succión de esta etapa.

El ciclo de refrigeración compresión de propano se impulsa con una turbina de gas “Frame 7” y un motor auxiliar de arranque de 10 MW.

2.5.3 CIRCUITO DE REFRIGERANTE MIXTO

La producción de GNL se empareja con el refrigerante disponible del circuito refrigerante de MR. La carga de refrigeración del circuito de refrigeración MR es fijada por las condiciones de operación del compresor de MR y su motor (normalmente a plena capacidad del compresor o motor). El funcionamiento óptimo de un Intercambiador de Calor Criogénico Principal (MCHE) requiere de una gradiente de temperatura constante por ambos líneas, el” caliente” y el” frío” del intercambiador.

El flujo de producto GNL (GNL JT) está fijado por el controlador de flujo para mantener el régimen de producción de GNL que sale del MCHE. El punto fijo de control es determinado por el operador. La temperatura de GNL que sale del MCHE es controlada ajustando la proporción (FRIC) del flujo MRL (Líquido de MR) con el flujo de producto GNL, para lograr la temperatura de GNL deseada. El punto fijo de control de la temperatura de GNL es determinado por el operador. El régimen de flujo de MRL es automáticamente ajustado a medida que la producción de GNL se cambia. La proporción de flujo de MRV (el Vapor de MR) es controlado por la proporción (FRIC) de flujo de MRL al flujo de MRV. El flujo de MRV cambia en proporción al flujo de MRL. El punto fijo de esta proporción es fijado por el operador para lograr la temperatura “caliente” deseada en el línea de salida del MCHE.

La refrigeración a baja temperatura es proporcionada por un circuito cerrado de mezcla refrigerante (MR). Esta mezcla de Nitrógeno (N_2), Metano (C_1), Etileno (C_2=), Etano (C_2) y Propano (C3) se usa para licuar y subenfriar el gas natural en el intercambiador criogénico principal (MCI-IE). La composición del MR es como sigue:

Componente	Mol %
Nitrógeno	17.41
Metano	31.11
Etileno	35.37
Etano	3.63
Propano	12.48
Total	100.00

El vapor a baja presión del MR del lado caliente del MCHE fluye al Compresor (K-1410) vía el Tambor de Succión (V-1410) a 4.72 bar y -40.5°C. La descarga de este compresor se enfría a 29°C mediante aire en el Post-enfriador (E-1410). El MR a 19.5 bar y 29°C entonces pasa a través de la succión del Compresor (K1420). La descarga de este Compresor se enfría a 29°C mediante aire en el Post-enfriador (E-1411). El MR enfriado entonces pasa a través del Tambor de Succión (V-1412). El MR a 28.6 bar y 29°C pasa a través de la succión del Compresor (K-1430) para la fase final de condensación. La descarga de este Compresor se enfría a 29°C mediante aire en el Post-enfriador (E-1420) a 58 bar.

Esta corriente de alta presión de MR posteriormente se enfría y condensa parcialmente usando los cuatro niveles de refrigerante propano de 12.9°C, -5.0°C, -20.5°C y -36.23°C en los enfriadores sucesivos E-1421, E-1422, E-1423, y E-1424. Dichos enfriadores de MR se diseñaran para una temperatura de acercamiento de 3°Ç a la refrigeración del propano en todos los cuatro niveles de refrigeración. El MR enfriado y parcialmente condensado es separado en dos fases en el Separador (V-1413). El vapor de MR del Separador a 55.9 bar y -33.5°C es comprimido y sub-enfriado en el MCHE. El MR sale por el lado frío del bulto frío del MCHE y es vaporizado a la presión del lado del casco a través de la válvula JT fría. El MR vaporizado y a baja presión entra en el cabezal de distribución interna del MCHE en el tope del bulto frío. El líquido del separador de MR a 55.9 bar y -3.3°C es subenfriado en el bulto caliente, y vaporizado a través de la válvula JT cálida. Esta corriente es entonces mezclada con la MR de bajá presión del bulto frío. El vapor de MR de baja presión del lado cálido del MCHE fluye al compresor de MR para ser recomprimido. El ciclo de compresión del MR se realiza por una turbina de gas Frame 7 y un motor auxiliar de 10 MW que impulsan el Compresor (K-1410) y el Compresor (K-1420). El Compresor (K-1430) se impulsa por la misma turbina de gas y motor auxiliar que propulsa el Compresor de Propano (K-1440).

2.6 UNIDAD 3400: ALMACENAMIENTO DE GNL Y ÁREA DE CARGA

El producto GNL que sale del MCHE se almacena a presión cercana a la atmosférica en dos tanques de almacenamiento de 130,000 m^3 de capacidad y de un sólo contenimiento. Los tanques de almacenamiento de GNL operan a una presión de 80 milibarg (1.09 bar) y una temperatura de -161°C. Ambos tanques vendrán dotados de 4 bombas de carga internas localizadas en pozos de bombeo verticales. No se ha previsto el suministro de bombas suplentes. La tubería de reciclo de las bombas permitirá a las bombas de carga el retorno para mantener flujo mínimo. Los tanques de almacenamiento de GNL se diseñarán para la zona sísmica según los códigos aplicables, pues esta área tiene actividad sísmica alta.

Entre operaciones de carga de las naves, las líneas de carga de los tanques al atracadero de buques se mantienen frías mediante recirculación de aproximadamente el 30% de la corriente de GNL que viene del área de procesos. Durante el modo de espera de los embarques, una fracción del producto GNL se recirculará vía el embarcadero y los cabezales de carga de GNL antes de retornar a los tanques. Una porción del producto GNL se desvía hacia el cabezal de carga de 30” y luego retorna del cabezal del embarcadero vía una línea de recirculación de 8” a la línea de GNL fluyendo hacia los tanques. Una válvula de regulación de flujo se usa en la línea de GNL para forzar e! flujo en esta dirección. En caso que la planta de GNL esté parada y ningún embarque de naves esté en marcha, la línea de carga puede mantenerse fría operando una bomba de carga y usando la línea de recirculación de 8” retornando al cabezal de GNL. El régimen de carga se controlará en los brazos de carga para asegurar presión positiva en el cabezal de carga en los tanques de GNL. El régimen de circulación requerido durante el modo de espera través de las líneas de carga y retorno será de 300m3/hr.

Los vapores generados en los tanques del almacenamiento debido a vaporización, desplazamiento por GNL entrante, y pérdidas de calor en las líneas y tanques de almacenamiento, se comprimen mediante los compresores de BOG a presión del gas combustible de 28 bar y se devuelven al sistema de gas combustible de planta. La composición del gas de ebullición (BOG) del tanque del almacenamiento es como sigue:

Durante la carga a los buques, el GNL se bombea mediante la línea de carga a la nave de GNL, utilizando las ocho bombas de carga de GNL. El vapor generado en el embarcadero durante la operación de embarque de la nave se retorna al tanque del almacenamiento para desplazar el volumen de líquido retirado por las bombas, con el gas de exceso yendo a los compresores de BOG. La presión del tanque es controlada por el funcionamiento de los compresores de BOG. Cuando el sistema se encuentra fuera del rango de control del compresor de BOG, se usan otros sistemas de mando para proteger el tanque, como se indica:

- Sistema de control del tanque de almacenamiento del tanque de GNL empezando con vacío hasta alta presión.

- Interruptores de vacío en el tanque se abren para controlar el vacío máximo en el tanque del almacenamiento.
- El gas seco de alimentación de alta presión se introduce al tanque para prevenir la formación de vacío en el tanque
- El mando de control de los compresores de BOG mantiene la presión en el tanque del almacenamiento en el rango de presión operativa deseado.
- Las válvulas de alivio en el tanque abren para controlar la presión máxima. La temperatura del gas de entrada al compresor de BOG está por debajo de -1 00°C. La inyección de la corriente de salida de GNL del Tambor de KO (V-3401) permite el enfriamiento adecuado de la succión del compresor de BOG para el funcionamiento seguro del compresor de BOG durante los períodos cuando el control de sobre-presiones está en funcionamiento o el vapor caliente está volviendo de la nave.

3. DESCRIPCIÓN DE INSTALACIONES AUXILIARES

La descripción de las facilidades auxiliares se refiere a los medios que se indican en los Diagramas de Flujo de Facilidades Auxiliares ("Utility Flow Diagrams") para cada uno de las unidades de planta.

3.1 UNIDAD 3100: ALMACENAMIENTO DE REFRIGERANTES

En el local del proyecto, el etileno se almacenará en dos tanques horizontales. Basado en las limitaciones de disponibilidad impuestas por la extensa ruta del suministro, los tanques horizontales se dimensionan para suministrar los requisitos de inventario inicial de etileno para el sistema de MR más la reposición necesaria para compensar las pérdidas esperadas del refrigerante durante un ciclo de entrega de etileno.

El propano se almacenará en dos tanques horizontales dimensionados para suministrar los requisitos de inventario inicial de propano para los sistemas de Propano y MR.

Almacenamiento del etileno
El etileno criogénico está cargado en contenedores ISO de 16 m^3 aislados al vacío que permiten el transporte refrigerado por hasta sesenta días. Estos recipientes pueden transportarse entonces como carga de cubierta hasta la ciudad de Lima, Perú, desde un puerto de la Costa del Golfo USA. En Lima los recipientes ISO serán descargados hacia camiones de remolque para el transporte al sitio. El volumen operativo de los tanques horizontales de etileno comprende el etileno para carga inicial del sistema de MR y el volumen adicional requerido para reponer las pérdidas de refrigerante. Se ha asumido que el tiempo de reposición de etileno sería de ocho semanas. Esto está de acuerdo con un típico tiempo de tránsito de 14 a 23 días entre los puertos de Costa de Golfo y Lima, Perú.
El volumen operativo requerido en el almacenamiento para etileno es de 343 m^3.

Almacenamiento de propano
Propano de calidad comercial de aproximadamente 97% de pureza estará disponible dentro del rango de 75 km. del sitio del Proyecto de Exportación de GLP, facilidad que está construyéndose como parte del Proyecto de Desarrollo de Camisea. El propano se transportará en remolques presurizados y se entregará al sitio vía carretera. Este propano de calidad comercial proporciona una ventaja de costos contra el propano grado refrigerante importado.

El Sistema de Refrigerante Propano se diseñará para eliminar las impurezas (ligeras y pesadas) del propano. El volumen operativo de propano esta determinado por la carga inicial de propano a los sistemas de Refrigeración de Propano y de MR.

El volumen operativo requerido en el almacenamiento para propano es de 602 m3.

3.2 UNIDAD 4000: GENERACIÓN DE ENERGIA

3.2.1 Generación de Energía

La instalación de generación de energía consistirá en tres generadores de turbina de gas GE LM 2500+ que se localizarán en la Zona de Facilidades Auxiliares. Estos generadores serán la única fuente normal de energía para un tren de producción GNL y sus facilidades auxiliares. La energía eléctrica se generará y será distribuida a 13.8 kV. Toda la energía eléctrica se generará a 60 Hertz.

3.2.2 Sistemas de emergencia

Dos generadores eléctricos a diesel se proveerán para el suministro eléctrico esencial durante los cortes de corriente de los generadores de energía principales y para los requerimientos de arranque de planta. Un generador a diesel de 1,500 kVA, 4.16 kV, se localizará en la Área de Facilidades Auxiliares cerca de los generadores de energía principales. Este generador proporcionará la energía esencial durante las paradas de los generadores de energía principales y para los requerimientos de energía para el arranque de dichos generadores de energía principales.

Un segundo generador a diesel (1,500 kVA, 380 V) se localizará en el área de la comunidad permanente. Este generador proporcionará la energía esencial a la comunidad permanente durante las paradas de los generadores de energía principales. Este generador de energía esencial para la comunidad permanente se dimensionará para proporcionar la energía esencial como iluminación, suministro de agua, vestíbulos de áreas comunes, etc. La demanda de energía para los sistemas de aire acondicionado en la comunidad permanente, excepto algunos vestíbulos de áreas comunes, no están incluidos en las cargas esenciales.

3.3 UNIDAD 4100: SISTEMA DE ACEITE CALIENTE

El calor general de proceso, principalmente para los rehervidores de regeneración del AGRU, calentamiento del gas de entrada, y calentamiento de gas de combustible, se proporcionará desde un sistema de aceite caliente circulante que usa a fuego directo. Cada uno de los calentadores a fuego directos están dimensionados para dar 88 GJ/hr para el caso de operación normal y 150 GJ/hr para el caso de arranques, para proveer confiabilidad y capacidad adecuada en todos los casos.

Se empleará una temperatura máxima de operación (MQT) de 180°C (170°C temperatura de operación normal), para prevenir la degradación del solvente en la unidad de remoción de gas ácido. El diseño del Sistema de Aceite Caliente está basado en el Therminol-55 que consiste predominantemente en hidrocarburos con números de carbono en el rango de C20 a C50

3.4 UNIDAD 5200: SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE

El diseño del sistema de gas combustible está basado en el suministro de gas combustible de alta presión a 28 bar y 27°C, a dos turbinas de gas GE Frame 7 y tres turbinas de gas GE LM2500+. Las turbinas de gas GE Frame 7 impulsarán el compresor de propano y los compresores de MR. Las turbinas GE LM2500+ se usan para la generación de energía con dos de ellas operando, y una en el estado de reserva. Además, gas combustible de baja presión se alimenta a los sistemas de antorchas de campo para purgado y pilotos de encendido, para el calentador a fuego directo de los tamices moleculares y para los dos calentadores de aceite a fuego directo. Un intercambiador de calor con aceite caliente es usado para calentar el gas combustible de alta presión para asegurar el sobrecalentamiento adecuado del gas combustible de alta presión que se alimenta a las turbinas de gas.

a. Gas Combustible de Alta Presión

Las fuentes mayores de gas combustible de alta presión, en orden de uso, son:
- Gas de regeneración del Deshidratador de Gas Natural;
- Gas de ebullición de los tanques de almacenamiento de GNL y del embarque de naves;
- Gas combustible de la salida del Absorbedor de Mercurio;
- Gas combustible de corrientes de ingreso al AGRU.

Representan la porción mayor del gas de combustible dentro de la planta. La demanda de gas combustible restante se proporciona tomando una porción del gas de alimentación que entra en la planta, directamente al sistema de gas combustible.

b. Gas Combustible de Baja Presión

Las fuentes para el gas combustible de baja presión son los hidrocarburos vaporizados del recipiente de amina enriquecida (HP Flash Vessel) y el sistema de gas combustible de alta presión.

c. Sistema de Gas Combustible de Arranque

Un sistema de gas de combustible para arranque, se usa para operar una de las turbinas GE LM2500+ antes que la planta esté completada. Se toma el gas combustible de la tubería de entrada, se calienta mediante un calentador eléctrico, se reduce la presión y se envía a uno de los generadores principales. Este sistema también puede usarse para proporcionar el gas combustible a uno de los calentadores de aceite caliente, al calentador de gas de regeneración y a los pilotos de encendido de la antorcha de campo antes que el sistema de gas combustible de la planta esté completado.

3.5 UNIDAD 5300: SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL Y GASOLINA

Las Facilidades Auxiliares están provistas de un sistema para la recepción, almacenamiento y distribución de combustible diesel. Se requiere el combustible diesel para lo siguientes propósitos:

- Funcionamiento de equipos de planta propulsados con motor diesel, como la bomba contraincendio y los generadores de emergencia.
- Suministro a vehículos de planta.
- Suministro marino a los remolcadores.

El Sistema de combustible Diesel se ha diseñado para mantener el máximo uso anticipado sobre un período de siete días y para una demanda normal sobre un período de treinta días.

Se instalará un sistema de abastecimiento de gasolina motor para operación de vehículos livianos y camiones de la planta. El sistema de gasolina tendrá un tanque de almacenamiento y una unidad de distribución.

3.6 UNIDAD 6100: SISTEMA DE SUMINISTRO DE AGUA DE MAR

La Succión de agua de mar se logrará a través de las estructuras de succión y equipo compuestos de lo siguiente:

- Una tubería de gran diámetro se tenderá para la succión de cada bomba de agua de mar del tope de la plataforma del embarcadero abajo a través del fondo del lecho marino.
- Un agujero se cortará en el lado de esta cañería de gran diámetro a una altura suficiente sobre la línea de lodo para prevenir que lodo flotante o arena pueda entrar en las succiones de las bombas.
- Se proveerán de mallas interiores y exteriores a cada caja de succión.

La inyección del cloro tendrá lugar entre las mallas de cada caja succión de las Bombas de Agua de Mar para controlar el crecimiento de organismos marinos.

a. El Sistema de Agua Dulce

Dos Bombas 100% para agua de mar, (cada una diseñada para 80 4hr), proporcionarán agua de mar a la Unidad de Ósmosis Inversa, localizada en el área de facilidades auxiliares de la planta.

b. Suministro de Agua de Mar Contraincendio

Un suministro de agua de mar proporcionará agua contraincendio de respaldo de seguridad en caso de un fuego de larga duración. Una bomba contraincendio propulsada por motor a diesel diseñada para 900 m^3/hr (4,000 gpm), se proporcionará como el medio alterno de abastecimiento de agua contraincendio. El agua de mar se usará en el sistema de distribución de agua contraincendio sólo después de que el suministro de agua de servicio se haya agotado. El sistema de agua contraincendio se lavará con agua de servicio después de cada vez que se introduzca agua de mar en el sistema del agua contraincendio.

3.7 UNIDAD 6200: SISTEMA DE ANTORCHAS DE CAMPO

El sistema de antorchas de campo, Unidad 6200, se provee para la disposición fiable y segura de los vapores de hidrocarburo y corrientes de líquidos que resultan de perturbaciones y emergencias operativas. Además, las antorchas serán capaces de manejar corrientes de hidrocarburos que son el resultado de condiciones de operación tales como arranques, paradas, venteos, drenajes, purga de gases, calentamiento y enfriamiento de equipos y/o tuberías.

Se proveerán tres sistemas separados para este propósito: Antorcha de Campo de .Gas Seco, Antorcha de Campo de gases de evaporación de tanques y buques de GNL (BOG), y Antorcha de Campo de Gas Húmedo. Ninguna Antorcha de Campo de reserva se proporcionará.
La antorcha de gas seco no está provista con inyección de vapor o de aire para el funcionamiento sin humo.

El diseño del sistema de antorchas será basado en la segregación de vapores de hidrocarburo húmedos o potencialmente húmedos y vapores secos. Se descargarán los vapores que contienen concentraciones significativas de agua a la antorcha terrestre de Gas húmedo. Se descargarán las corrientes de hidrocarburos secos y fríos a la antorcha de Gas Seco para que la formación de hidratos de exceso o el congelamiento no bloquee ningún sistema, como podría potencialmente pasar si esos vapores se descargaran al sistema de antorcha terrestre de gas húmedo.

Las antorchas de gas seco y gas húmedo se ubicarán a nivel del piso con protección lateral cada una de dos etapas, y con boquillas múltiples. Esta estructura se instalará en el cuadrante noroeste del sitio. Para los propósitos de desarrollo del FEED (Front End Engineering Design — Diseño Frontal de Ingeniería), el sistema de antorchas se diseñará sólo para los requisitos del Tren N°1 del Proyecto Camisea GNL.

La Antorcha elevada de Campo de BOG, se localiza más próxima al área de Tanques de almacenamiento para minimizar las pérdidas por línea. El vapor del área de Almacenamiento Tanques y carga de naves se enviará a la Antorcha de BOG durante perturbaciones operativas.

El Sistema de Antorcha terrestre de Gas Húmedo se proveerá principalmente para las descargas de alivio del AGRU y del Sistema de Aceite Caliente durante cualquier condición de perturbación operativa. Esta descarga de alivio puede contener líquido que se separará en el

Tambor de KO de la antorcha de gas húmedo. La capacidad de diseño de los cabezales de las antorchas terrestres y de la antorcha elevada BOG no se dimensionará para incluir el alivio de cualquier proyecto futuro. Cada antorcha será capaz de manejar de 0 a 100% de la carga de alivio máxima.

3.7.1 Capacidad de la Antorcha Terrestre de Gas Húmedo

El sistema de antorcha de gas húmedo colectará las corrientes de hidrocarburos ligeros calientes y húmedos o potencialmente húmedos. El flujo de diseño para el cabezal del sistema de antorcha de gas húmedo es de 154,000 kg/hr. Esta base de diseño corresponde a condiciones de arranque del AGRU con 25% del gas de alimentación del AGRU derivado a la antorcha.

3.7.2 Capacidad de la Antorcha Terrestre de Gas Seco

El sistema de antorcha de gas seco colectará hidrocarburos livianos secos. El flujo de diseño para el cabezal del sistema de antorcha de gas seco es de 2,030,000 kg/hr. Esta base de diseño

corresponde a condiciones de bloqueo en la descarga del compresor de propano. Este régimen se confirmará en base al compresor seleccionado.

3.7.3 Capacidad del Sistema de Antorcha Elevada de BOG

El sistema de antorcha de BOG colectará descargas de vapor operacional del sistema de almacenamiento y embarque de GNL, Unidad 3400, y será un sistema independiente debido a su requisito de baja contrapresión. El flujo de diseño para el cabezal de la antorcha de BOG es 20,000 kg/hr.

3.7.4 Válvula de Alivio en la Entrada de Planta

Las descargas de alivio en el gas de alimentación en la entrada de planta se dirigirán directamente a la atmósfera vía las válvulas de alivio de los equipos. Se ha diseñado que las descargas de las válvulas de alivio en el gas de alimentación en la entrada de la planta, descarguen directamente a la atmósfera basados en las siguientes consideraciones:

- El gas natural de la tubería a la entrada de planta está a la temperatura ambiente y sólo estará en la fase vapor con el propano y los componentes más pesados removidos ya anteriormente en la planta de Malvinas, de modo que este gas natural de alimentación será muy liviano y seco con un peso especifico (comparado con el aire) de sólo 0.63 sin componentes pesados que puedan acumularse a nivel de suelo;

- La ubicación de las Válvulas de Seguridad está a más de 330 metros de distancia fuera del límite de las áreas de procesos, de facilidades auxiliares, de áreas de trabajo y de áreas públicas, para evitar cualquier interferencia, por lo cual para propósitos de seguridad en el diseño1 en realidad esta unidad de recepción de gas natural debe ser considerada como una parte del sistema de transporte de gas natural (forma parte de la tubería de acometida);

- Se empleará el mismo tipo de válvulas de seguridad usados en la tubería de transporte del Gas de Camisea y es un método bien probado y seguro, que minimiza el riesgo al personal y equipos; y

- Todas las plantas de licuefacción de GNL de las que tenemos conocimiento usan este concepto y metodología.

3.8 UNIDAD 6300: SISTEMA DE AGUA DULCE

El agua de servicio será producida continuamente por la Unidad de Ósmosis Inversa (RO) y almacenada en el Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicio y Contraincendio. La Unidad de RO consistirá en dos Módulos de RO paralelos con bombas comunes. La capacidad de diseño de agua tratada de la unidad de RO es 30 m3/hr (17 m^3/hr para la planta y el agua potable de la comunidad permanente, 6m^3/hr para la planta de agua desmineralizada, y 7 m^3/hr para los usuarios de agua de servicio y facilidades auxiliares). La calidad del agua de servicio será de menos de 500 micromhos o 1% de sólidos disueltos totales, el que sea más bajo. Un flujo continuo de “Desecho de Salmuera” se producirá y se’ dirigirá a la tubería de descarga de efluentes tratados.

3.9 UNIDAD 6400: SISTEMA DE AGUA POTABLE

El agua de servicio será tratada en el Paquete de Tratamiento de Agua Potable. La unidad incluye filtración de carbón e inyección de solución de hipoclorito. La unidad tendrá una capacidad de diseño de agua tratada de 17 m^3/hr. Se almacenará el agua potable en el Tanque de Almacenamiento de Agua Potable. Se usarán las Bombas de Agua potable para proporcionar el agua potable a todos los edificios habitados en las áreas de Administración, Planta y Almacenamiento para el consumo, higiene y otros servicios como las duchas de seguridad y estaciones de lavado de ojo en las áreas listadas anteriormente. Las Bombas de Agua potable también proporcionan el agua potable a la Comunidad Permanente.

3.10 UNIDAD 6500: SISTEMA DE AGUA DESMINERALIZADA

El agua de servicio es tratada en el Paquete de Desmineralización, y enviada al Tanque de Almacenamiento de Agua Desmineralizada. El Paquete de Desmineralización consistirá en una Unidad de Ósmosis Inversa de una etapa seguida por un Unidad Desmineralizadora E-Cell. La unidad E-Cell usa la energía eléctrica para regenerar continuamente la resma del intercambio iónico en lugar de la regeneración ácido/base. La unidad tendrá una capacidad de diseño de 5 m3/hr de agua tratada. Los desagües de la ósmosis inversa del Desmineralizador se enviarán de retorno al Tanque de Almacenamiento de Agua de Servicio/Contraincendio. El agua de servicio es retirado únicamente del tercio superior del tanque para asegurar que este tanque siempre contenga por lo menos 4 hr de almacenamiento de agua contraincendio.

3.11 UNIDAD 6600: SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS & PLANTA

El sistema de aire de instrumentos suministra aire comprimido seco para los instrumentos, aire de impulso para limpiar los filtros de entrada de las turbinas de gas, aire húmedo para herramientas neumáticas y otras necesidades, y carga a las unidades de producción de nitrógeno. La 007138 presión de operación normal del sistema de aire de instrumentos es de 9.0 bar. Los componentes principales de la planta y el sistema de aire de instrumentos incluye dos compresores de aire principales impulsados por motor, un compresor de emergencia impulsado por motor de combustión para uso durante el arranque y emergencias, un receptor de aire de planta, dos unidades de secado de aire de instrumentos, y un receptor de aire de instrumento.

Se proporcionan dos paquetes de compresores de aire principales impulsados por motor eléctrico. Cada paquete de compresor de aire principal es capaz de proporcionar la demanda de aire de diseño de 2,562 Nm3/hr. Un paquete de compresor de aire de emergencia impulsado por motor de combustión se proporcionará. El compresor de emergencia es capaz de entregar por lo menos 360 Nm3/hr para el suministro de aire de instrumentos esencial para condiciones de arranque emergencia.

Un transmisor de presión se usa para arrancar el segundo compresor de aire principal cuando la presión de aire cae por debajo de una presión dada. Si la presión continuara cayéndose, se arranca el compresor de emergencia.

Un transmisor y controlador de presión separados cierran el flujo de aire al cabezal de aire de servicio y al paquete de generación de nitrógeno, cuando la presión de aire en el cabezal de aire de instrumentos está debajo de 7 bar.

3.12 UNIDAD 6700: SISTEMA DE NITRÓGENO

El propósito de este sistema es proporcionar el nitrógeno gaseoso a todo el complejo en costa adentro, según sea necesario. El gas nitrógeno se usa para purgar equipos en arranques y paradas, como reposición en los sistemas refrigerantes de MR de los trenes de GNL, para mantener atmósferas inertes en las secciones de servicios del proceso, para purgar equipo analítico misceláneo, y para purgar los brazos de carga después de su uso.

Un paquete de separación criogénico de aire se proporcionará. El paquete de separación de aire es capaz de producir 125% de los requerimientos normales de nitrógeno, más la producción coincidente de nitrógeno líquido. La producción de nitrógeno de 90% vapor/10% líquido, resulta en una capacidad mínima nominal de 339 Nm3/hr de nitrógeno gaseoso y 47 kg/h de nitrógeno líquido.

3.12.1 ALMACENAMIÉNTO DE NITRÓGENO LÍQUIDO

Un único recipiente se proporciona como parte del Paquete de Almacenamiento y Vaporización diseñado para mantener 100,000 Kg. de líquido basado en los requerimientos estimados de nitrógeno líquido a una presión de operación de 6 barg. Esta cantidad proporciona el nitrógeno extra requerido durante todos los picos de demanda incluyendo todas las paradas de planta excepto el de los tanques de almacenamiento de GNL. El flujo de diseño de 1,000 Nm^3/hr de vapor es para el caso de

parada de planta. Se proveen las conexiones a camiones para la compra de nitrógeno líquido extra cuando sea requerido.

3.12.2 VAPORIZADORES DE NITRÓGENO LÍQUIDO

Se proporcionan dos vaporizadores de nitrógeno líquido como parte del Paquete de Almacenamiento y Vaporización diseñado para 1,000 Nm^3/hr a una presión nominal de salida de 6.0 bar.

3.13 UNIDAD 7100: TRATAMIENTO DE EFLUENTES, INCINERADOR

El esquema de efluentes líquidos para el Proyecto de GNL incluye provisiones para colectar los efluentes líquidos, segregar las fuentes de aguas residuales, derivación y tratamiento (si es necesario), y monitoreo para asegurar que la descarga de efluentes al mar cumpla con los límites de descarga. En el caso de los efluentes sanitarios, la planta y el área de comunidad permanente (Residencias) compartirán el sistema de tratamiento, el cual se ha reubicado en una zona intermedia. El agua tratada se guardará en un tanque para uso opcional de irrigación del interior del predio. Las provisiones del diseño de planta aseguran que los efluentes líquidos se minimizan, y que las descargas del efluentes están dentro de los límites aceptables por normas peruanas o Internacionales.

Las descargas principales asociadas con una planta de GNL derivan de la acumulación superficial de agua de lluvia, agua contraincendio o agua de lavados. Esto tiene el potencial de recoger la contaminación de aceites o sólidos suspendidos y desagüe de la superficie y tratarla a través de un separador de aceite API antes de su descarga de 225 m^3/hr de capacidad. La planta además posee un separador CPI de 11 m^3/hr para tratamiento de drenajes industriales, ambos en la unidad 7100.

3.13.1 Aguas Residuales de Proceso

No hay normalmente ninguna fuente de aguas residuales de proceso excepto el agua condensada del gas de Regeneración. Esto fluye al separador CPI después del Tambor de Degasificación. La Unidad de AGRU es un área estanca que drena a un sumidero de bajo nivel, lo que permite colectar los derrames y reciclarlos. Si un drenaje mayor de este sistema se requiere, el mismo se descargará al desagüe combinado de planta a un régimen regulado para asegurar el criterio de calidad de efluentes, o alternativamente transportarlo a una facilidad de disposición de efluentes afuera de las instalaciones.

3.13.2 Aguas Residuales de las Facilidades Auxiliares

La única fuente normal de aguas residuales de los sistemas de facilidades auxiliares es una corriente continua de desecho de salmuera concentrada de la unidad de desalinización de ósmosis inversa que descargará directamente al desagüe general para la descarga al mar.

3.13.3 Aguas Residuales Sanitarias

Las aguas residuales sanitarias de edificios de planta fluirán vía un sistema de desagüe subterráneo a las Estaciones de Elevación Sanitaria centralmente localizadas. Las aguas residuales sanitarias se bombearán a la Unidad de Tratamiento de desagües, ubicada sobre tierra y montada sobre patines, en donde las aguas residuales de la planta y de la comunidad permanente sufrirán oxidación biológica, clarificación y desinfección con cloro. Se planea colectar el efluente tratado en un Tanque de Efluentes Tratados dónde pueda utilizarse para propósitos de irrigación en el sitio. Alternativamente se drenará al desagüe principal de planta.

Las aguas residuales sanitarias drenarán de todas las fuentes de edificios a una estación de elevación sanitaria centralmente localizada, para su traslado a la unidad de tratamiento común. Los efluentes tratados también se colectarán en el Tanque de Efluentes Tratados para uso en irrigación.

3.13.4 Drenajes Superficiales

La lluvia en el área del proyecto es muy baja y la fuente principal de los drenajes de las superficies pavimentadas será el agua de lavados. Las descargas de estas áreas se encauzarán a un separador de aceites por gravedad tipo API para la separación y remoción de aceite y sólidos suspendidos. Los efluentes tratados se drenarán entonces al desagüe principal para la descarga al mar.

El separador se diseñará para tratar flujos altos que corresponden a lluvia potencial o descarga de las proporciones contraincendio. Se bombeará el aceite que desnata esta unidad al Separador de Aceite de mayor eficiencia tipo CPI sobre tierra.

3.13.5 Incinerador de desperdicios Sólidos

Este sistema será capaz de incinerar los materiales sólidos peligrosos y no peligrosos de forma segura, llevado a cabo durante la etapa de construcción y operación de las instalaciones de LNG.

Según diseño se ha proyectado que la velocidad de alimentación de desperdicios sólidos será de 275 kg/hr. Dentro de los desperdicios que se incinerarán se ha identificado los siguientes:

Mezclas de filtros de cartuchos de tintes gastados, papel, trapos, basura y retazos de madera de procedencia doméstica e industrial.

3.14 UNIDAD 7600: SISTEMA DE AGUA CONTRAINCENDIO

El arreglo general del sistema de agua contraincendio es para proporcionar plenas capacidades de lucha contraincendio internas. Los anillos de agua contraincendio principales están incorporados en el complejo total costa adentro, incluyendo el área de la comunidad, para el suministro de agua contraincendio. El tanque de almacenamiento de Agua de Servicio y Agua contraincendio está dimensionado para 4 horas de demanda de agua contraincendio más tres dias de demanda de agua de servicio. El flujo de diseño del Sistema de Agua contraincendio es de 900 m3/hr (4,000 gpm). Esto está basado en una demanda máxima de 680 m3/hr (3,000 gpm) en el área de procesos para los monitores de fuego y 230 m3/hr (1,000 gpm) para las mangas. Dos bombas tipo “jockey” de 11.3 m3/hr (50 gpm) de capacidad se usan para la presurización continua del cabezal principal a 8.5 barg (123 psig). Dos bombas de agua contraincendio impulsadas a motor diesel de 900 m3/hr de capacidad cada una, suministran el agua contraincendio a los anillos principales de agua contraincendio para la lucha contraincendio.

El agua de servicio sólo es tomada del tercio superior del tanque para asegurar que el tanque de agua contraincendio siempre contenga almacenamiento del agua contraincendio parlo menos para 4 horas.

4. LAS INSTALACIONES MARINAS

El arreglo general de las instalaciones consisten de:

- El atracadero de GNL y la plataforma de brazos de carga,
- El corredor o pista de acceso sobre caballetes de doble sentido, común al muelle de carga de GNL y muelle de barcazas/rmblcadores,
- El haz de tuberías de producto, circulación y retorno de vapores y otras auxiliares, con curvas de dilatación térmica
- El cuarto de control de embarque
- El rompeolas,
- El muelle de carga de roca y posterior amarradero de barcazas y remolcadores.
- El muelle de servicios.
- Las bombas de captación de agua de mar
- El canal dragado de navegación de ingreso y salida del amarradero.

4.1 Atracadero de GNL

Los buques petroleros de GNL pueden acercarse al atracadero del norte o del sur dependiendo de las condiciones medioambientales. Una operación de girado se requiere tanto en la llegada y como en la salida debido a la forma del cauce del acercamiento.

La profundidad de agua requerida en el atracadero es de 14 metros MLWS (Promedio de Agua Baja en Marea Viva — Mean Low Water Spring). Algunas partes del cauce de acercamiento requerirán una profundidad de agua de 17 metros MLWS para acomodar el buque en las operaciones de girado.

Las estructuras del atracadero de GNL consisten en una plataforma de carga de 30 metros por 30 metros, cuatro postes (duques de alba) de amarre de atraque o arriostramiento y seis postes de amarre de espías. Estas estructuras del atracadero consisten en rejillas abiertas de acero soportadas en vigas de acero y apoyadas sobre pilotes de tubería de acero conducidos a través de chaquetas de acero. La plataforma de carga provee un área de acceso de la grúa móvil para propósitos de mantenimiento.

4.2 Acceso sobre Caballetes

El acceso sobre caballetes consiste de una superestructura de acero soportado por pilotes de cañería de acero y contrafuertes de concreto vaciado en obra. Está incluido una longitud sobre caballetes de aproximadamente 1.3 kilómetros de longitud alineado a lo largo de un azimut de 225 grados que se extienden de la orilla a la plataforma de carga.

El caballete sostiene tuberías, sistemas auxiliares eléctricos y mecánicos y una pista de acceso de doble vía los primeros 800 m.

4.3 Rompeolas

El sitio tiene una protección natural contra olas por la Península de Paracas al sur, pero está expuesto a largos períodos de oleajes del Pacífico, principalmente del sudoeste. Para proporcionar una disponibilidad aceptable del atracadero, se requiere un rompeolas diseñado expresamente para limitar los movimientos del buque inducidos por el oleaje y reducir las tensiones de las líneas de amarre al atracadero.

El rompeolas se ubica sobre un lecho marino de aproximadamente -14 metros de agua MLSW, tiene 800 metros de longitud, y se almea a lo largo de un azimut de 135 grados para orientarlo aproximadamente paralelo a los contornos del fondo de mar. Una elevación de la cresta de ocho metros sobre el MLWS permite a este diseño superar 100 años de oleaje con daños muy pequeños.

4.4 Atracadero de Remolcadores

Se ha previsto proporcionar medios para amarrar permanentemente tres remolcadores en el muelle de 200 m de longitud empleado durante la construcción en llenado de roca a barcazas (construcción del rompeolas) área de amarre al norte. El acceso a los remolcadores se proporciona vía una serie de pasarelas entre los postes de amarre y los atracaderos del remolcador. La ubicación de los atracaderos relativo al rompeolas se ha escogido para proporcionar máximo escudo contra el mar y el oleaje.

4.5 Muelle de Servicios

Un muelle de servicios se ha proporcionado en el lado sur del caballete, aproximadamente a 90 metros de la plataforma de carga para amarrar embarcaciones de servicio temporalmente para repostar combustible, apoyar el equipo de succión de agua de mar, para proporcionar un área de cubierta para el estacionamiento de vehículos y para proveer un área de trabajo a una grúa móvil para apoyar el mantenimiento menor y operaciones de suministros al remolcador. El acceso a las embarcaciones de servicio se proporciona vía un pasillo entre la cubierta del caballete y el atracadero. La ubicación del muelle de servicios con respecto al rompeolas se ha escogido para proporcionar una elevada disponibilidad del atracadero auxiliar

4.6Cuarto de control del Muelle.

Se ubicará a cierta distancia de la plataforma por seguridad del personal. 4.7 Haz de tuberías criogénicas de embarque y circulación Las tuberías de GNL tendrán cuatro curvas tipo U de expansión/contracción térmica sobre el caballete, que se adecuara para su soporte.

4.8Captación de agua de mar

La estructura del muelle alojará las bombas de captación de agua de mar para desalinización por osmosis inversa y también alojará las bombas adicionales de agua de mar contra incendio.

4.9 Canal dragado para navegación de ingreso y salida

Será de aproximadamente 2,700 m de longitud con un ancho de 230 - 250 m y una profundidad de 18m. El ingreso será desde el norte hacia el sur con azimuts apropiados indicados en los diagramas del proyecto

5. DESCRIPCIÓN DE LOS EDIFICIOS Y FACILIDADES DE 007131 VIVIENDA

5.1 Edificios Vinculados al Proceso — Serie 7000

5.1.1 Sala de Control Central (CCR) y Edificio del Laboratorio, UN- 7001

El Edificio tendrá una Sala de Control, Cuarto de Estantería, Cuarto de Ingeniería, Cuarto de Baterías/UPS, Laboratorio, Oficinas y otras facilidades para el personal.

La construcción será de estructura de concreto vaciado en obra y paredes exteriores de ladrillo de concreto con el acabado de estuco pintado. El techo de hormigón o cubierta de acero, sobre lo cual habrá un aislado rígido de una membrana. El edificio tendrá aire acondicionado y estará presurizado. La Sala de Control, el Cuarto de Estantería, el Cuarto de Ingeniería y el Cuarto de Telecomunicaciones tendrán sistemas de HVAC (Heating, Ventilation and Air Conditioning) con 100% de redundancia y piso de acceso.

Se realizaron cálculos de dispersión de vapores y de sobrepresión de explosión basado en varios escenarios. Se dibujaron planos de sobrepresión para indicar los linderos para los límites del radio psi 1, 2 y 3. Basado en estos linderos, la Sala de Control Central tripulada (CCR) se puso en el lindero 1 psi. La Sala de Control Local sin personal (LCRO1) para el área de procesos está en el lindero 3 psi. Los cuartos locales sin personal (LCRO3 y LCRO4) están en el lindero 2 psi. Todos los cuartos de mando se diseñarán para el lindero de explosión. Todos ellos estarán sobre tierra, pero no tendrá un techo abovedado, sino más bien un techo convencional.

5.1.2 Cuarto del Mando Local — Tren de Proceso GNL (LCROI), UN- 7002

El Edificio será resistente a explosiones con estructura, techo y paredes exteriores de concreto vaciado en obra. Sobre el techo concreto habrá un aislamiento rígido de una membrana. El edificio tendrá aire acondicionado y estará presurizado. El cuarto de Control/Estantes tendrá suelo de acceso y sistema de supresión de fuego por CO^2.

5.1.3 Cobertizo para la Unidad de Ósmosis Inversa (L-6303), UN- 7003

Éste es un cobertizo para la Unidad L-6303. La construcción será en estructura de acero con techo metálico y paredes de paneles.

Las paredes de paneles terminarán a 4.5 metros sobre el nivel de acabado del piso.

5.1.4 Sala de Control Local — Área Almacenamiento de GNL y BOG (LCRO4), UN-7004

El Edificio tendrá cuarto de Control/Estantes y el Cuarto Mecánico. El Edificio será resistente a explosiones con estructura, techo y paredes exteriores de concreto vaciado en obra. Sobre el techo concreto habrá un aislamiento rígido de una membrana. El edificio tendrá aire acondicionado y estará presurizado. El cuarto de Control/Estantes tendrá suelo de acceso y sistema de supresión de fuego por CO^2.

5.1.5 Sala de Control Local — Área de Generación EléctricalFacilidades Auxiliares (LCRD3), UN-7005

El Edificio tendrá cuarto de Control/Estantes y el Cuarto Mecánico. El Edificio será resistente a explosiones con estructura, techo y paredes exteriores de concreto vaciado en obra. Sobre el techo concreto habrá un aislamiento rígido de una membrana. El edificio tendrá aire acondicionado y estará presurizado. El cuarto de Control/Estantes tendrá suelo de acceso y sistema de supresión de fuego por CO^2.

5.1.6 Cobertizo de Compresor de BOG, UN-7006

Éste es un edificio de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes terminarán a 5.5 metros sobre el acabado del piso. Hay una grúa puente de 10 toneladas métricas de capacidad, con operación manual, (U-8306) para el servicio de mantenimiento de equipo.

5.1.7 Cobertizo del Compresor de la Zona de Facilidades Auxiliares, tJN-7007

Éste es un edificio de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes terminarán a 3.5 metros sobre el acabado del piso. Hay una grúa puente de 5 toneladas métricas de capacidad, con operación manual, (U-8307) para el servicio de mantenimiento de equipo.

5.1.8 Cobertizo para Compresor de Refrigerante Mixto MR, UN-7008

Éste es un edificio de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes terminarán a 2.4 metros sobre el tope del compresor. Hay una grúa puente de 60 toneladas métricas de capacidad, con operación motorizada (motor eléctrico), (U-8301A) para el servicio de mantenimiento del equipo. El compresor ira montado sobre pilares elevados.

5.1.9 Cobertizo de Compresor de propano, UN-7009

Éste es un edificio de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes terminarán a 2.4 metros sobre el tope del compresor. Hay una grúa puente de 70 toneladas métricas de capacidad, con operación motorizada (motor eléctrico), (U-8301 B) para el servicio de mantenimiento de equipo. El compresor ira montado sobre pilares elevados.

5.2 Edificios de Apoyo Administrativo, Serie 8000

5.2.1 Edificio de Bodega, UN-8001 El Edificio tendrá área de almacenamiento de granel/paletas de apilado, área de almacenamiento general para los estantes, tambores y bidones, área de almacenamiento para productos químicos inflamables y refrigerados, y área de oficinas y receptoría de carga.

La construcción será de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. Una porción menor del edificio tendrá aislamiento en el techo/paredes y climatizará con unidades de aire acondicionado tipo dividido y con franjas de calefacción, en tanto que la Bodega tendrá ventilación mecánica.

5.2.2 Edificio de Talleres de Mantenimiento, UN-8002
El edificio tendrá talleres de reparación y mantenimiento para las varias ocupaciones, oficinas y facilidades del personal. La construcción será de estructura de acero con techo de metal y paredes de paneles. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. Una porción menor del edificio tendrá aislamiento en el techo/paredes y climatizará con unidades de aire acondicionado tipo dividido y con franjas de calefacción, en tanto que los talleres tendrán ventilación

mecánica. El taller de reparación tendrá una grúa puente de 10 toneladas métricas de capacidad motorizada (motor eléctrico), (U-8303).

5.2.3 Cobertizo de Almacenamiento de Productos Químicos, UN8003

El Edificio tendrá un área de almacenamiento para químicos a granel que no se guardan en el Edificio del Almacén.

La construcción será de estructura de acero con techo metálico y 007128 paredes de paneles que cubren tres lados (paneles parciales en los lados para ventilación). Las paredes de paneles terminarán a 2.5 metros sobre la losa del suelo. La pared de paneles en el cuarto lado se extenderá desde la losa del piso hasta la altura del alero.

5.2.4 Edificio de Administración y Capacitación, UN-8004

Este Edificio tendrá Oficinas Administrativas, Salas de Capacitación /Conferencia, Sala de Computadoras/Telecomunicaciones y otras facilidades relacionadas.

La construcción será de estructura de concreto vaciado en obra y las paredes exteriores de albañilería de concreto con acabado de estuco pintado. Sobre el techo concreto habrá un aislamiento rígido de una membrana. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintado. El edificio se climatizará centralizadamente. El patio en U delante del edificio se sembrará con vegetación.

5.2.5 Edificio de Estación de Bomberos, UN-8005

Este Edificio tendrá la cochera de estacionamiento para los camiones contraincendio, ambulancia y otros vehículos de emergencia. Tendrá también Sala de primeros auxilios, Cuarto Eléctrico, Cuarto de Espera/Radio Comunicación, Cuarto de Almacenamiento de mangueras y equipos contraincendio y retretes. La construcción será de estructura de concreto vaciado en obra, paredes exteriores de albañilería de concreto con acabado de estuco pintado. Sobre el techo concreto habrá un aislamiento rígido de una membrana. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintado. El cuarto de primeros auxilios y salón de descanso tendrán ventanas o unidades de aire acondicionado con calefacción.

El área de estacionamiento para camiones contraincendio/ambulancias /vehículos de emergencia será de estructura de acero con techo metálico y abierto en los lados (ninguna pared).

5.2.6 Puerta Principal Guardia de Seguridad, UN-8006

La Puerta Principal/Casa de Seguridad tendrá un Cuarto para Guardia de Seguridad con mostradores/armarios incorporados para el almacenamiento de té, etc. y facilidades de servicios higiénicos para el personal de Seguridad.

La construcción será de estructura de acero con techo metálico aislado y paredes de paneles. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El edificio se climatizará con unidades de aire acondicionado tipo paquete en las ventanas.

5.3 Edificios de la Comunidad Permanente. Serie 9000

5.3.1 Alojamiento para Funcionarios Principales, UN-9001

El alojamiento para funcionarios principales consiste en 7 edificios idénticos para acomodar 14 unidades de vivienda (2 unidades por edificio). Cada dúplex será de dos pisos y tendrá tres dormitorios, dos y medio baños, área de sala comedor, cocina y lavandería.

La construcción será con soporte estructural de albañilería de concreto, paredes exteriores con acabado de estuco pintado y armadura de acero para soportar el techo de paneles aislados de acero. El segundo piso será de losa de concreto sobre cubierta de acero sostenida con vigas de barra de

acero. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El climatizando se proporcionará con unidades de aire acondicionado tipo dividido y calefacción.

5.3.2 Alojamiento para Personal Turnista, UN-9002
El alojamiento para personal turnista consiste en 5 edificios idénticos para acomodar 60 unidades de vivienda. Cada edificio tendrá 12 unidades. Cada unidad consistirá en un dormitorio con baño completo y armario. La construcción será con soporte estructural de albañilería de concreto, paredes exteriores con acabado de estuco pintado y armadura de acero para soportar el techo de paneles aislados de acero. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El climatizando se proporcionará con unidades de aire acondicionado tipo dividido y calefacción.

5.3.3 Edificio de Mantenimiento, UN-9004

El Edificio de Mantenimiento tendrá área de mantenimiento, área de bodega/almacenamiento, y oficina del seguridad/vigilancia.

La construcción será con soporte estructural de albañilería de concreto, paredes exteriores con acabado de estuco pintado y armadura de acero para soportar el techo de paneles aislados de acero. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El climatizado se proporcionará con unidades de aire acondicionado tipo paquete a las ventanas y el resto del edificio tendrá ventilación mecánica.

5.3.4 Edificio de Recreación de la Comunidad, UN-9005

El Edificio de Recreación de la Comunidad tendrá área salón de descanso, cuarto de juegos y TV, área para billar y mesas de tenis, gimnasio y lavandería, para el personal y comunidad que vive en el sitio de la planta. La construcción será con soporte estructural de albañilería de concreto, paredes exteriores con acabado de estuco pintado y armadura de acero para soportar el techo de paneles aislados de acero. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El climatizando se proporcionará centralmente.

5.3.5 Edificio de Comedor, UN-9006

El Edificio de Comedor tendrá facilidades de alimentación, cocina de servicio completo para la preparación, almacenamiento y servicio de comida peruana y de tipo internacional.

La construcción será de estructura de concreto vaciado en obra y las paredes exteriores de albañilería de concreto con acabado de estuco pintado. El techo será de concreto sobre cubierta de acero y aislamiento de una membrana. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El edificio se climatizará centralmente.

5.3.6 Edificio de la Clínica Médica, UN-9007

Este edificio tendrá oficinas de médicos y enfermeras, Sala de Emergencias y Cuarto de Espera, y otras facilidades relacionadas con su funcionamiento como una clínica médica. La construcción 007 25 será de estructura de concreto vaciado en obra y las paredes exteriores de albañilería de concreto con acabado de estuco pintado. El techo será de concreto sobre cubierta de acero y aislamiento de una membrana. Las paredes interiores serán de albañilería de concreto con enlucido y pintura. El edificio se climatizará centralmente.

6. RESUMEN DE PRINCIPALES MODIFICACIONES ADICIONES

6.1 Cronograma Propuesto de Construcción

La Fase 1 de preparación del sitio debe iniciarse antes de la fecha de adjudicación del Contrato EPC de la Planta de GNL

- La Fase 1 de preparación del sitio empezará en Agosto del 2005

- La parte restante de la primera fase de preparación del sitio se realizará en la Fase 2 con la EPC
- El trabajo de sitio para las Instalaciones Marinas no empezarán hasta después de adjudicar la EPC

6.2 Mejoras en el Diseño

Respecto al diseño FEED de Ingeniería terminado en 2002

- Mejoras en el Diseño de KBR hechas en 2004 y 2005
- Cruces a la Carretera Panamericana
- Cambios en Equipos Principales
- Ubicación y Espaciamiento de Equipos
- Cantera de rocas tierra adentro para construcción de rompeolas

6.2.1 Sendas de Aceleración - Desaceleración

- Sendas que provén distancias adecuadas para aceleración y desaceleración segura dentro o fuera del tráfico normal de la carretera
- Uso de túneles subterráneos permite el cruce seguro de la carretera sin impedir el flujo de tráfico o la visibilidad.

6.2.2 Cambios en Equipos Principales

- La capacidad de almacenamiento de GNL ha sido incrementada a 130,000 m^3 para cada tanque con sumidero de contención cercano para reducir la vaporización en zanjas
- Antorchas verticales reemplazadas por antorchas de múltiples boquillas de dos etapas ubicadas sobre el suelo, con áreas de exclusión apropiadas.
- Muelle de carga de rocas adicionado para carguío de rocas.•

6.2.2.1 Sistemas de Diesel y Gasolina

- El almacenamiento de Diesel se trasladó junto al Edificio Administrativo en lugar de un Area de la Planta.
- Almacenamiento de gasolina para vehículos se ha añadido al Taller de Mantenimiento.
- La estación de servicio para abastecimiento de combustible y servicio a vehículos se localiza ahora cerca al Taller de Mantenimiento

6.2.3 Área de Manejo de Residuos

- Tratamiento de aguas negras, incinerador, tratamiento de efluentes, separador y cobertizo para clasificación de residuos sólidos añadidas al diseño por requerimientos del EIA
- Localizados en una ubicación centralizada para control de manejo de residuos

6.2.4 Edificios de la Comunidad Permanente

- Localizado alejado del acantilado para protección del personal.
- Área adicional incluida para trabajadores de contratos temporales de mantenimiento durante dichas operaciones.

6.2.5 Generación de Energía

- Uso más eficiente del combustible con turbinas GE LM 2500+ en lugar de turbinas GE MS500I para propulsar los generadores eléctricos.
- Provee energía eléctrica adicional de 3.6 Megawatts por turbina usando menos combustible.
- El máximo flujo de gases del difusor y chimenea en la turbina LM 2500+ de 192 IbIs a 960°F es menor al flujo de estos gases en la turbina MS5001 de 273.7 lb.Is a 909°F.

6.2.6 Subestación Eléctrica

- La subestación eléctrica de la planta GNL se divide en dos estaciones para reducir los requerimientos de cableado eléctrico y permitir el tendido subterráneo de manera de incrementar la protección y seguridad.
- Ambas subestaciones ubicadas lejos de los equipos que manejan hidrocarburos

6.2.7 Almacenamiento de Fluidos de Proceso

- Los tanques de almacenamiento de Amina (aMDEA) y aceite térmico (Therminol 55) y áreas de carga localizadas periféricas al proceso para evitar a los camiones de tener que ingresar a las áreas de procesos para recargas inventarios.

6.2.8 Equipos de la Zona de Planta Caliente (Horno de calentamiento de gas de regeneración y Sistema de Gas Térmico)

- La localización y espaciamiento de los equipos reduce los requerimientos de tubería aislada para los sistemas de regeneración de gas y aceite de térmico (hot oil)
- El espaciamiento entre equipos está determinado por la mayor distancia entre la norma NFPA59A (Edición 2001 y Borrador 2005), la normatividad nacional, GE GAP (solo referencial para equipos generales no especializados) y los estándares de KBR

6.2.9 Equipos de Refrigerantes

Recipientes con inventarios líquidos de refrigerantes tales como lavadores, vaporizadores y el acumulador de propano fueron reubicados en el lado opuesto del pedestal del Compresor de Refrigerantes respecto del Intercambiador de Calor Principal de la planta Criogénica y de los tanques de almacenamiento de GNL para mayor protección

6.2.10 Tanques de Almacenamiento de GNL

- El espaciamiento entre tanques de almacenamiento simple, sumideros de contención secundario y equipos de proceso se basan en el modelo de radiación térmica considerando el caso de un fuego en el sumidero según el NFPA 59 A 2005 para un tanque de tamaño máximo de 130,000 m3.
- Bombas en áreas de tanque y tuberías reubicadas en el lado este de los tanques para acceso seguro del personal.
- Canales de drenaje de derrames tendidas alrededor de los tanques hacia los sumideros
- Sumidero localizado más cercano a tanques para reducir la vaporización en los canales en el evento de un derrame mayor.

6.2.11 Compresor BOG y Antorchas

- Compresor de gas de ebullición BOG reubicado cercano y a mayor elevación que los tanques de GNL para reducir la contrapresión a los mismos y mejorar la seguridad.
- La antorcha de gas BOG localizada a mayor elevación con una altura de chimenea incrementada de 20 a 30 metros para prevenir ignición de nubes de GNL liberado por incidentes de derrame.
- Antorchas elevadas de gas seco y gas húmedo rediseñadas como dos etapas a nivel del piso (Ground fiares) en una hondonada de antorchas para menores emisiones y menor radio de radiación térmica

6.2.12 Cantera de Rocas Tierra Adentro

- Cantera tierra adentro ubicada a 18 kilómetros desde el área de la planta GNL seleccionada para proveer material para el rompeolas
- EIA independiente para la cantera
- Los trabajos de la cantera comienzan al final del 2006
- Un túnel de cruce subterráneo de las dos vías de la carretera Panamericana para transporte continúo de rocas de la cantera al sitio de almacenamiento y clasificación, operativo hacia el final del 2006

• Un camino afirmado inicial en el límite norte de la propiedad y hacia la parte inferior del acantilado para proveer acceso a las áreas de almacenamiento de roca y de construcción de soportes de tuberías ubicadas en ambos lados del molón de acceso al muelle..

6.2.13 Caballete Marino Compartido

• Acceso sobre Caballetes (pista) marino compartido para transporte concurrente de rocas y construcción de soportes/tuberías durante la construcción, y para embarque de GNL y otros servicios durante operación.
• Muelle de carguío de rocas de 200 metros de largo construido una vez completado el caballete a una distancia de 800 metros de la orilla
• Trafico de camiones de transporte de rocas en dos sentidos desde el área de almacenamiento de rocas de la cantera hacia el muelle de carguío de rocas.
• Muelle de carguío de rocas para construcción del rompeolas con menor cantidad de olas e impacto de corrientes.
• Carguío de rocas a barcazas desde el muelle para aprovisionar la construcción del rompeolas

6.2.14 Áreas de Muelles

• Muelle de servicios localizado a 90 metros del Muelle de carga de GNL
• Sala de Control del Muelle operado por personal ahora localizada en el muelle de servicios a 90 m del muelle.
• Pedestal del cabezal de carga de GNL construido para soportar una instalación no marina de tuberías.
• No se requiere un recipiente de despunte con la implementación de un cambio de cronometrado de válvula PERC y brida incrementada a clase 300.
• Tomas de agua de mar ahora aguas debajo de la zona de rompientes.

ANEXO 3

SITUACIÓN DEL PROYECTO

PERÚ LNG ha asignado dos empresas para la ejecución de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Proyecto:

- Chicago Bridge & Iron (CBI): Ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha (EPCC) de la Planta de GNL

- CDB Melchorita: Ingeniería, procura y construcción (EPC) del Terminal Marítimo

El avance de las actividades del Proyecto al **18 de Setiembre de 2009** es el siguiente:

- **CBI**

Avance Acumulado		
Área		**% Avance**
000	Áreas Comunes	57.29
100	Área de Procesos	84.31
200	Servicios Auxiliares	93.97
300	Offsites y Tanques	77.87
400	Instalaciones Marinas	73.65
600	Edificios y Alojamiento	81.20
TOTAL		**79.11**

- **CDB**

Avance Acumulado		
Área		**% Avance**
W03	Puente de Caballete	99.58
	Dolphins	74.35
W04	Plataforma de Carga	90.50
W11	Molón	96.98
W13	Aprovisionamiento de Rocas	100.00
W15	Rompeolas	90.68
W16	Dragado	99.15
TOTAL		**95.10**

ANEXO 4

RELACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS DE LA PLANTA DE LICUEFACCIÓN PAMPA MELCHORITA, PERÚ

Nº LOCAL	DESCRIPCIÓN
ENTRADA DE GAS NATURAL	
V-1001	Recipiente de Separación del Gas de Entrada
V-1002	Recipiente de Degasificación
V-1003	Filtro del Gas de Entrada
L-1001	Estación de Medición de Gas de Entrada a la Planta
E-1001	Calentador de Gas de Entrada
REMOCIÓN DE GAS ÁCIDO (AGR)	
C-1101	Absorbedor AGR
C-1102	Regenerador AGR
C-1103	Torre de Vaporización de Alta Presión
V-1104	Recipiente de Reflujo del Regenerador AGR
V-1105	Recipiente de Lavado de Gas Tratado
V-1106	Recipiente Sumidero de Solvente AGR
E-1101	Enfriador de Solvente Limpio AGR
E-1102	Condensador de Tope del Regenerador AGR
E-1103 A/B	Enfriador Solvente Rico / Solvente Pobre
E-1104 A/B	Reboiler del Regenerador AGR
E-1105	Intercambiador de Calor del Gas de Entrada
P-1101 A/B	Bomba Booster de Solvente Pobre
P1102 A/B	Bomba de Reflujo del Regenerador AGR
P-1103 A/B	Bomba de Carga de Solvente Pobre
P-1104	Bomba del Sumidero de Solvente
P-1105 A/B	Bomba de Reposición de Agua
P-1106	Bomba de Reposición de Solución AGR
T-1101	Tanque de Solvente
U-1101	Sumidero de Drenajes AGR
DESHIDRATACION	
C-1301 A/B/C	Deshidratadores de Gas Natural
V-1301	Recipiente de Separación Gas/Líquido de Regeneración
V-1303	Separador de Gas de Entrada al Deshidratador
E-1303	Enfriador del Gas de Regeneración
H-1301	Calentador del Gas de Regeneración
LICUEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN	
E-1401	Vaporizador Propano HHP / Gas Húmedo

Nº LOCAL	DESCRIPCIÓN
E-1402	Vaporizador Propano HP / Gas Seco
E-1403	Vaporizador Propano MP / Gas Seco
E-1404	Vaporizador Propano LP / Gas Seco
E-1405	Intercambiador de Calor Principal
E-1410	Post Enfriador del Compresor LP de Mezcla Refrigerante
E-1411	Post Enfriador del Compresor MP de Mezcla Refrigerante
E-1420	Post Enfriador del Compresor HP de Mezcla Refrigerante
E-1421	Vaporizador Propano HHP / Mezcla Refrigerante HP
E-1422	Vaporizador Propano HP / Mezcla Refrigerante HP
E-1423	Vaporizador Propano MP / Mezcla Refrigerante HP
E-1424	Vaporizador Propano LP / Mezcla Refrigerante HP
E-1441	Condensador del Supercalentador de Propano
E-1442	Subenfriador de Propano
E-1443	Condensador Reclaimer de Propano
E-1444	Descongelador del Gas del Calentador
E-1446	Reboiler del Separador Propano / Butano
C-1440	Recalimer de Propano
C-1441	Despojador del Separador Propano / Butano
V-1410	Recipiente de Succión de Mezcla Refrigerante LP
V-1412	Recipiente de Succión de Mezcla Refrigerante HP
V-1413	Separador de Mezcla Refrigerante HP
V-1430	Recipiente de Succión de Propano LP
V-1431	Recipiente de Succión de Propano MP
V-1432	Recipiente de Succión de Propano HP
V-1433	Recipiente de Succión de Propano HHP
V-1442	Acumulador de Propano
V-1443	Recipiente de Transferencia de Propano
P-1401	Bomba de Transferencia de Propano
P-1402	Bomba del Separador Propano / Butano
P-1403	Bomba de Alimentación al Separador Propano / Butano
K-1410	Compresor de Mezcla Refrigerante LP
K-1420	Compresor de Mezcla Refrigerante MP
KT-1410	Turbina para los Compresores K-1410 y K-1420
KM-1410	Motor de Arranque para Turbina KT-1410
K-1430	Compresor de Mezcla Refrigerante HP
K-1440	Compresor de Propano LP / MP / HP / HHP
KT-1420	Turbina para los Compresores K-1430 y K-1440
KM-1420	Motor de Arranque para Turbina KT-1420
REMOCIÓN DE MERCURIO	
C-1501	Adsorbedor de Mercurio
S-1502 A/B	Filtro Después del Adsorbedor de Mercurio

Nº LOCAL	DESCRIPCIÓN
ALMACENAMIENTO DE REFRIGERANTES	
E-3101	Vaporizador Ambiental de Etileno
P-3104	Bomba de Carga / Descarga de Propano
V-3101 A/B	Tanque Horizontal de Almacenamiento de Etileno
V-3102 A/B	Tanque Horizontal de Almacenamiento de Propano
ALMACENAMIENTO Y DESPACHO DE GNL	
E-3401 A/B	Post Enfriador del Compresor del Gas de Boil Off
K-3401 A/B	Compresor de Gas de Boil Off
P-3401 A/B/C/D	Bombas de Recirculación y Despacho de GNL
P-3402 A/B/C/D	Bombas de Recirculación y Despacho de GNL
T-3401	Tanque de Almacenamiento de GNL
T-3402	Tanque de Almacenamiento de GNL
V-3401	Recipiente de Succión del Compresor de Gas de Boil Off
V-3402	Recipiente de Drenaje de la Plataforma de Carga de GNL
Z-3401 A/B/C/D	Brazos de Carga de GNL (A/B para Líquido, C para Vapor y Líquido, y D para Vapores
GENERACIÓN DE CORRIENTE	
E-4001	Calentador del Gas Combustible de Arranque
G-4001	Turbo Generador No. 1
G-4002	Turbo Generador No. 2
G-4003	Turbo Generador No. 3
GD-4001	Generador de Emergencia de Procesos
T-4001	Tanque de Combustible del Generador de Emergencia de Procesos
V-4002	Filtro del Separador de Gas de Arranque
GD-9001	Generador de Emergencia de la Comunidad
T-9000	Tanque de Combustible del Generador de Emergencia de la Comunidad
SISTEMA DE ACEITE CALIENTE	
H-4101 A/B	Calentador de Aceite Caliente
P-4101 A/B	Bomba de Circulación de Aceite Caliente
P-4102	Bomba de Transferencia de Aceite Caliente
T-4101	Tanque de Almacenamiento de Aceite Caliente
V-4101	Recipiente de Expansión de Aceite Caliente
SISTEMA DE GAS COMBUSTIB LE	
E-5202	Calentador de Gas Combustible HP
V-5201	Recipiente de Separación de Gas Combustible HP
V-5202	Recipiente de Separación de Gas Combustible LP
SISTEMA DE DIESEL	
P-5301	Bomba de Transferencia de Diesel

Nº LOCAL	DESCRIPCIÓN
S-5301	Filtro Coalescente de Diesel
T-5301	Tanque de Almacenamiento de Diesel
T-5302	Tanque Diario de Diesel para Vehículos de la Planta
SISTEMA DE AGUA SALADA CONTRA INCENDIO	
L-6105	Malla Gruesa
L-6106	Malla Fina
P-6101	Bomba Contra Incendio de Agua Salada
PD-6101	Motor Diesel de la Bomba Contra Incendio de Agua Salada
T-6102	Tanque de Combustible del Motor de la Bomba Contra Incendio de Agua Salada
SISTEMA DE AGUA FRESCA	
L-6301	Generador de Hipoclorito
L-6303	Sistema de Ósmosis Inversa
L-6304	Sistema de Cloración de Agua de Servicios
P-6301 A/B	Bombas de Agua Salada
P-6306 A/B	Bombas de Agua de Servicios
T-6305	Tanque de Almacenamiento de Agua Contra Incendio / Agua de Servicios
L-6305 A/B	Malla Gruesa
L-6306 A/B	Malla Fina
SISTEMA DE AGUA POTABLE	
L-6401	Sistema de Tratamiento de Agua Potable
P-6401 A/B	Bomba de Agua Potable
T-6402	Tanque de Almacenamiento de Agua Potable
SISTEMA DE AGUA DEMINERALIZADA	
L-6501	Sistema de Electrodeionización
P-6501 A/B	Bomba de Agua Demineralizada
T-6501	Tanque de Almacenamiento de Agua Demineralizada
SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS Y DE PLANTA	
K-6601 A/B	Compresores de Aire
K-6601 C	Compresor de Aire de Emergencia
L-6602 A/B	Secadores de Aire de Instrumentos
V-6601	Recipiente de Aire Húmedo
V-6602	Recipiente de Aire de Instrumentos
SISTEMA DE NITRÓGENO	
L-6701	Planta de Nitrógeno y Licuefacción
L-6702	Almacenamiento de Nitrógeno y Vaporización

Nº LOCAL	DESCRIPCIÓN
TRATAMIENTO DE EFLUENTES	
L-7101	Unidad de Tratamiento de Aguas Servidas
L-7102	Estación de Aguas Servidas de Edificaciones de Control
L-7103	Estación de Aguas Servidas del Área Administrativa
L-7104	Estación de Aguas Servidas de la Puerta Principal
L-7105	Separador CPI
L-7106	Separador API
L-7107	Estación de Aguas Servidas de la Comunidad
L-7108	Unidad de Tratamiento de Aguas Servidas de la Comunidad
P-7101	Bomba de Aceite Slop
P-7102	Bomba de Efluentes Tratado
P-7105	Bomba de Aceite del Separador API
T-7101	Tanque de Almacenamiento de Aceite Slop
T-7102	Tanque de Efluente Tratado
SISTEMA DE ANTORCHA	
B-6200	Antorcha de Gas de Boil Off de Tanques de GNL y Gas de Buque
B-6210	Antorcha de Gas Húmedo
B-6220	Antorcha de Gas Seco
L-6201	Generador de Llama de la Antorcha de Gas Seco
L-6202	Generador de Llama de la Antorcha de Gas Húmedo
L-6203	Generador de Llama de la Antorcha de Gas de Boil Off
P-6201	Bomba del Separador de la Antorcha de Gas Húmedo
V-6202	Separador de Antorcha de Gas Seco
V-6203	Recipiente de Soplado de Líquido Seco
V-6204	Separador de Antorcha de Gas Húmedo
SISTEMA CONTRA INCENDIO	
P-7601 A/B	Bomba Contra Incendio de Agua Fresca
PD-7601 A/B	Motor Diesel de Bomba Contra Incendio de Agua Fresca
T-7601 A/B	Tanque de Combustible Diesel para el Motor de las Bombas Contra Incendio
P-7602 A/B	Bomba Jockey
Z-7606	Sistema de Espuma de Alta Expansión para el Tren de GNL