



**CONTRATACIÓN DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL A  
PARA CERTIFICAR LA CONSTRUCCIÓN DEL DUCTO PRINCIPAL  
DEL PROYECTO “EXPORTACION DE GNL, PAMPA  
MELCHORITA, PERU” DE PERÚ LNG**

**PROGRAMA ANUAL DE SUPERVISIÓN - 2009**

**GERENCIA DE FISCALIZACION DE GAS NATURAL**

**BASES DEL PROCESO DE SELECCIÓN  
N° 02-2009-OSINERGMIN- GFGN**

**ANEXO 01.2**

**TERMINOS DE REFERENCIA DE  
EMPRESAS SUPERVISORAS DE NIVEL A**

**AGOSTO 2009  
Lima - Perú**

## TERMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS DE NIVEL A

### CONTRATACION DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL “A” PARA CERTIFICAR LA CONSTRUCCION DEL DUCTO PRINCIPAL DEL PROYECTO “EXPORTACION DE GNL, PAMPA MELCHORITA, PERU” DE PERÚ LNG

---

#### INDICE

1.	OBJETIVO .....	3
2.	ANTECEDENTES .....	3
3.	JUSTIFICACIÓN.....	4
4.	DEFINICIONES Y SIGLAS .....	5
5.	ACTIVIDADES A REALIZAR.....	6
6.	CONDICIONES DEL SERVICIO .....	9
7.	ENTREGABLES .....	10
8.	REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE LA EMPRESA SUPERVISORA .....	11
9.	PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO .....	16
10.	FORMA DE PAGO.....	16
11.	LUGAR DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO.....	17
12.	CONFIDENCIALIDAD.....	17
13.	EXCLUSIVIDAD DEL SERVICIO .....	17
	ANEXOS.....	18
	ANEXO 1 .....	19
	ALCANCE DE LOS INFORMES DE INSPECCIÓN .....	19
	ANEXO 2 .....	26
	MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO .....	26
	ANEXO 3 .....	58
	SITUACIÓN DEL PROYECTO AL 26 DE JUNIO DE 2009.....	58

## TERMINOS DE REFERENCIA DE EMPRESAS SUPERVISORAS DE NIVEL A

### CONTRATACION DE EMPRESA SUPERVISORA DE NIVEL A PARA CERTIFICAR LA CONSTRUCCION DEL DUCTO PRINCIPAL DEL PROYECTO “EXPORTACION DE GNL, PAMPA MELCHORITA, PERU” DE PERÚ LNG

---

#### 1. OBJETIVO

Certificar la construcción del Ducto Principal del Proyecto “Exportación de GNL, Pampa Melchorita, Perú” de la empresa PERÚ LNG.

#### 2. ANTECEDENTES

De conformidad con su Ley de Creación, Ley N° 26734, la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 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.

La Resolución de Consejo Directivo N° 324-2007-OS/CD, aprobó el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, el cual tiene por objeto establecer los principios, criterios, modalidades, sistemas y procedimientos de la Función Fiscalizadora y Supervisora específica del OSINERGMIN, en el marco de la legislación vigente.

Mediante Resolución de Consejo Directivo N° 602-2008-OS/CD, se modificó el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de 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 N° 045-2009-OS/CD, se modificó el numeral 11.2 del artículo 11° del Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 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.

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM (en adelante el Reglamento), establece las normas y disposiciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

OSINERGMIN supervisa las actividades de la empresa del sector energético PERÚ LNG. Esta empresa tiene a su cargo la construcción y operación del Ducto Principal de Transporte de Gas Natural que se inicia en la progresiva Kp 211 del Sistema de Transporte de Gas Natural de Transportadora de Gas del Perú S.A. (ubicación de la futura Planta Chiquintirca - Ayacucho) y termina al ingreso de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, que se construye aproximadamente en el km. 169 de la Panamericana Sur.

Mediante Resolución de Gerencia de Fiscalización de Gas Natural N° 1331-2007-OS/GFGN-UPDN, del 16 de marzo de 2007, OSINERGMIN aprobó el Informe Técnico N° 133719-I-261-2007, con dictamen favorable para la Instalación del Ducto Principal de Transporte de Gas Natural, el cual es parte del Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuefactado de la empresa PERÚ LNG. Ver en el Anexo 2 la Memoria Descriptiva del Proyecto.

En el mes de enero de 2008, PERÚ LNG inició la construcción del Ducto Principal, que tiene un diámetro de 34 pulgadas, 408 km. de longitud y transportará 677 MMSPCD de Gas Natural, de acuerdo al Manual de Diseño y al Manual para la Construcción..

Los principales trabajos y avances de la etapa de construcción del Proyecto desarrollados hasta el 26 de junio 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 del Ducto Principal del Proyecto de Exportación de GNL, 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 del Ducto Principal (tuberías, equipos e instalaciones destinadas a transportar Gas Natural) cumplan con las normas y reglamentos nacionales e internacionales, aplicables a este tipo de proyecto.

La diversidad de aspectos técnicos que se deben tener en cuenta en la construcción de un Ducto de Transporte de Gas Natural, que implica la revisión de diferentes normas técnicas internacionales (ver artículo 92° del Anexo 1 del Reglamento), hacen que la certificación del Proyecto del Ducto Principal sea una tarea compleja y de alta especialización.

OSINERGMIN, para emitir el Informe Técnico con Calificación Favorable del Proyecto antes que se inicie la operación del mismo, requiere disponer de un documento que certifique que la construcción cumple con lo establecido en el Reglamento.

#### 4. DEFINICIONES Y SIGLAS

- 4.1 **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.
- 4.2 **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 realizó conforme a la normativa técnica y de seguridad aplicable.
- 4.3 **DPTN:** División de Producción, Procesamiento y Transporte de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.
- 4.4 **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.
- 4.5 **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.
- 4.6 **Manual de Diseño:** Documento que incluye los métodos de cálculos de flujo, las normas a aplicarse para el proyecto, la memoria descriptiva, los planos generales del proyecto, especificaciones generales de materiales y equipos y las especificaciones generales de construcción, las características de los Hidrocarburos y los volúmenes a transportarse y las condiciones sobre el medio ambiente que influyen en el diseño, la propuesta de la ruta o traza del Ducto. También se incluirán los terminales de almacenamiento o puertos de embarque, si fuera el caso.
- 4.7 **Manual para la Construcción:** Documento que contiene las normas específicas para la adquisición de los materiales y equipos, para la instalación de los mismos, y la construcción de la infraestructura. Incluye aspectos de seguridad para la construcción, pruebas, precomisionamiento y comisionamiento de las Estaciones, Ducto y demás instalaciones del Sistema de Transporte. Debe estar acorde con el Manual de Diseño presentado al OSINERGMIN. Se debe indicar en todos los componentes la Máxima Presión de Operación (MOP) y Máxima Presión Permisible de Operación (MAOP) que corresponde.
- 4.8 **Observación:** Hallazgo encontrado durante la supervisión catalogado como un incumplimiento a las 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.

- 4.9 **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 el 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 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 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 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 del Informe será acordado entre OSINERGMIN y la Empresa Supervisora.
- 5.5 Verificar que la empresa PERÚ LNG ha 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 tome conocimiento del diseño y emita el siguiente documento:

5.6.1 “Informe de Revisión del Diseño del Ducto Principal”

- 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 enero de 2008, hasta antes de la culminación de las actividades de Comisionado del Ducto Principal.

Esta verificación tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita los siguientes documentos:

5.7.1 “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”

5.7.2 “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”

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 y considerando además el “Informe de Revisión del Diseño del Ducto Principal”.

Para la elaboración del “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal” 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 del Ducto Principal” también deberá incluir una evaluación de los siguientes documentos: Plan de Contingencias, Manual de Seguridad, Estudio de Riesgos Operativo (HAZOP) y el Manual de Operación y Mantenimiento, presentados por PERÚ LNG.

- 5.8 Verificar que durante la Puesta en Marcha del Ducto Principal se cumplan con las normas técnicas y de seguridad aplicables. Para efecto de este contrato, esta etapa comprende desde la culminación del comisionado hasta el ingreso de Gas Natural a la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita. Esta verificación tiene por objeto que la Empresa Supervisora emita el siguiente documento:

5.8.1 “Informe de Puesta en Marcha del Ducto Principal”.

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

5.9.1 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 OSINERGMIN vía correo electrónico, en un plazo máximo de 24 horas de haber sido recibida por PERÚ LNG.

5.9.2 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.

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

5.10.1 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.

5.11 Emitir el “Informe de Revisión del Diseño del Ducto Principal”, citado en el numeral 5.6 del presente documento. Este Informe debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN hasta un plazo máximo de noventa (90) días calendarios contados a partir del inicio del Contrato del presente servicio.

5.12 Emitir el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, citado en el numeral 5.7. Este Informe de Inspección debe ser emitido y entregado a OSINERGMIN después de culminadas las actividades de comisionado.

OSINERGMIN podría determinar un plazo de hasta treinta (30) días calendarios antes del inicio de operación del Ducto Principal para la entrega del “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, de ser necesario.

Según las conclusiones del Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal, la Empresa Supervisora deberá realizar lo siguiente, según el caso:

5.12.1 Si el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal” sustenta la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, entonces la Empresa Supervisora deberá:

a. Emitir y entregar a OSINERGMIN el “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, citado en el numeral 5.7 del presente documento, hasta un plazo máximo de cinco (05) días calendarios después de emitido el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”.

5.12.2 Si el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal” sustenta la improcedencia para la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, entonces la Empresa Supervisora deberá:

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

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 del Ducto Principal”, considerando las Observaciones subsanadas y pendientes de subsanar, si las hubiera.

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

## **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 N° 324-2007-OS/CD, y sus modificatorias mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 602-2008-OS/CD y N° 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 a 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 sus 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, los ambientes y áreas 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 OSINERGHMIN que considere útiles para el mejor resultado del servicio contratado. 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 OSINERGHMIN.

## **7. ENTREGABLES**

La Empresa Supervisora deberá entregar a OSINERGHMIN, dentro de los primeros cinco (05) días de 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 OSINERGHMIN, 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 y de la revisión del Diseño.

La Empresa Supervisora deberá entregar a OSINERGHMIN, 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 OSINERGHMIN y PERÚ LNG. El formato a ser usado para la elaboración de los Informes Mensuales de Supervisión será acordado entre OSINERGHMIN y la Empresa Supervisora. Los Informes Mensuales de Supervisión se presentarán en documentos impresos y en medios electrónicos (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, OSINERGHMIN determinará se efectúe dicha presentación ejecutiva.

Con la entrega del último Informe Mensual de Supervisión, la Empresa Supervisora deberá entregar el "Informe de Puesta en Marcha del Ducto Principal". Ambos Informes deberán ser entregados a OSINERGHMIN en un plazo máximo de (15) días calendarios siguientes del Inicio de Operación del Ducto Principal, el cual se estima se realizará a inicios del mes de marzo del año 2010.

La Empresa Supervisora presentará los siguientes documentos, como entregables de la verificación de la Construcción del Ducto Principal del Proyecto "Exportación de GNL, Pampa Melchorita, Perú":

1. "Informe de Revisión del Diseño del Ducto Principal".
2. "Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal"

### 3. “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”.

En el Plan de Trabajo y Cronograma 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 dos (02) Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de diámetros mayores a 14 pulgadas y 300 Km. de longitud, a nivel nacional o internacional.

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, debidamente reconocidos por el Organismo de Acreditación de la empresa supervisora. El equipo mínimo que deberá disponer será el siguiente:

#### PERSONAL SUPERVISOR

##### 8.2.1 GERENTE TÉCNICO

###### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Mecánica, Civil, Química, Petroquímica, Geología, Petróleo, u otra afín.

###### **Experiencia en la Actividad**

Mínimo diez (10) años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, como Jefe o Responsable de Proyectos en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, operación,

mantenimiento, supervisión y/o certificación de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado como Jefe o Responsable de Proyectos o Responsable Técnico en la certificación de al menos dos (02) proyectos de construcción de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

### **8.2.2 INGENIERO MECANICO**

#### **Formación profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Mecánica.

#### **Experiencia en la actividad**

Mínimo ocho (08) años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, operación, mantenimiento, supervisión y/o certificación de obras mecánicas de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos , estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en la certificación o supervisión de al menos dos (02) proyectos de construcción de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

### **8.2.3 INGENIERO DE SEGURIDAD Y EVALUACIÓN DE RIESGOS**

#### **Formación Profesional**

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

#### **Experiencia en la actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en la elaboración de Análisis de Riesgos, Hazop, y/o seguridad en la operación de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber sido Jefe / Coordinador de la elaboración de estudios HAZOP o de evaluaciones de riesgos de por lo menos dos (02) Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

### **8.2.4 INGENIERO DE GEOTECNIA**

#### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Civil, Geología o carrera afín

**Experiencia en la actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, operación, mantenimiento, certificación y/o supervisión de obras de geotecnia de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos , estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

**Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en la certificación o supervisión de al menos dos (02) proyectos de construcción de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

**8.2.5 INGENIERO CIVIL****Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Civil.

**Experiencia en la Actividad**

Mínimo cinco (05) 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 Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos , estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos.

**Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en la certificación de por lo menos dos (02) proyectos de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

**8.2.6 INGENIERO ELECTRICO / ELECTRONICO****Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Eléctrica o Electrónica

**Experiencia en la Actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia, de preferencia en el ámbito internacional, en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, instalación, operación, certificación y/o supervisión de instrumentos, PLC's, sistemas SCADA, circuitos eléctricos, equipos eléctricos y electrónicos en Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos , estaciones de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburo..

**Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en la certificación de por lo menos dos (02) proyectos de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

**PERSONAL DE APOYO**

La Empresa Supervisora debe considerar la presentación de las hojas de vida del personal de apoyo, de acuerdo a la actividad y especialidad según

corresponda. Este personal de apoyo deberá incluir, como mínimo, las especialidades indicadas en los perfiles requeridos siguientes:

#### **8.2.7 INGENIERO DE SISTEMAS**

##### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería de Sistemas.

##### **Experiencia en la Actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en Sistemas de Gestión de Calidad para la construcción, operación y/o mantenimiento de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

##### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en la implementación de Sistema de Gestión de Calidad de al menos dos (02) proyectos de construcción u operación de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

#### **8.2.8 INGENIERO MECANICO**

##### **Formación profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Mecánica.

##### **Experiencia en la actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, construcción, operación y mantenimiento de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

##### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en el diseño y construcción de al menos un (01) proyecto de Sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

#### **8.2.9 INGENIERO DE SEGURIDAD Y EVALUACIÓN DE RIESGOS**

##### **Formación Profesional**

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

##### **Experiencia en la actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en el análisis de riesgos, Hazop, y/o seguridad en la operación de Instalaciones de Hidrocarburos.

##### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en estudios HAZOP y/o evaluaciones de riesgos de por lo menos una (01) Instalación de Hidrocarburos.

### 8.2.10 INGENIERO DE GEOTECNIA

#### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Civil, Geología o carrera afín

#### **Experiencia en la actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en diseño, construcción, operación, mantenimiento, certificación y/o supervisión de obras de geotecnia de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en el diseño y construcción de al menos un (01) proyecto de construcción de Sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

### 8.2.11 INGENIERO CIVIL

#### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Civil

#### **Experiencia en la Actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en el diseño, construcción, certificación y/o supervisión de construcciones civiles en Instalaciones de Hidrocarburos.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en el diseño o construcción de obras civiles en por lo menos un (01) proyecto de Sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

### 8.2.12 INGENIERO ELECTRICO / ELECTRONICO

#### **Formación Profesional**

Profesional titulado de la especialidad de Ingeniería Eléctrica o Electrónica

#### **Experiencia en la Actividad**

Mínimo cinco (05) años de experiencia en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, instalación, operación, y/o supervisión de instrumentos, PLC's, sistemas SCADA, circuitos eléctricos, equipos eléctricos y electrónicos en Instalaciones de Hidrocarburos.

#### **Experiencia en la Especialidad**

Haber participado en cualquiera de las siguientes actividades: diseño, instalación, operación, y/o supervisión de instrumentos, PLC's, sistemas SCADA, circuitos eléctricos, equipos eléctricos y electrónicos en por lo menos un (01) proyecto de Sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mayores a 14 pulgadas de diámetro y 300 km de longitud.

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.

## 9. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SERVICIO

Se estima que el plazo de ejecución del servicio será de hasta siete (07) 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 Inicio de Operación del Proyecto se estima se realizará a inicios del mes de marzo del año 2010.

## 10. FORMA DE PAGO

El 100% del monto contratado será pagado por la Certificación de la Construcción del Ducto Principal, y estará en función de la entrega de los Informes Mensuales de Supervisión, del Informe de Inspección y del “Certificado de la Construcción del Ducto Principal”, conforme al Plan de Trabajo y Cronograma de Actividades presentados por la Empresa Supervisora y aprobado por el 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 siete (07) 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 tercer 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 siete (07) 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 siguientes:

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

10.2.2 Si el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal” sustenta la emisión del “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”:

a. 20% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, previa conformidad de la DPTN.

b. 10% del monto total contratado a la entrega del “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, previa conformidad de la DPTN.

10.2.3 Si el “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal” sustenta la improcedencia para la emisión del “Certificado de Inspección del Ducto Principal”:

- a. 20% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, previa conformidad de la DPTN
- b. 10% del monto total contratado a la entrega del “Informe de Inspección Complementario de la Construcción del Ducto Principal”, previa conformidad de la DPTN.

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

En caso que el “Informe de Inspección Complementario de la Construcción del Ducto Principal” sustenta la improcedencia del “Certificado de Inspección de la Construcción del Ducto Principal”, 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 Ducto Principal del Proyecto de Exportación de GNL, a lo largo de los 408 km de longitud del ducto, desde la salida de la Estación de compresión en Chiquintirca - Ayacucho, hasta la entrada a la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita en Cañete.

## **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 Actual del Proyecto al 26 de Junio de 2009

## ANEXO 1

### ALCANCE DE LOS INFORMES DE INSPECCIÓN

El Informe de Revisión e Informes de Inspección deben incluir la verificación de que el diseño y construcción del Ducto Principal cumple con lo señalado en los Reglamentos y estándares nacionales e internacionales aplicables a los componentes del Proyecto que se indican a continuación:

#### 1 INFORME DE REVISION DEL DISEÑO DEL DUCTO PRINCIPAL

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

- a. Diseño e Ingeniería:
  - Levantamiento topográfico
  - Criterios de selección de la ruta
  - Criterios para clasificación de localización de áreas
  - Consideración de accidentes topográficos
  - Estudios geotécnicos y estabilidad de suelos
  - Planimetría y perfil hidráulico
  - Cruces especiales
  - Obras de arte
  - Análisis de esfuerzo (“stress analysis”)
  - Aplicación de normas
  - Cálculos hidráulicos – Programa (Software) utilizado
  - Detalles de diseño de instalaciones de superficie (válvulas de bloqueo, válvulas check, trampas, lanzadoras y receptoras de raspatubos), que se encuentren en conformidad con la normatividad, en especial de válvulas de cualquier clase y tipo, lanzadores y receptores de raspatubos y sus desviaciones (“bypass”), puentes, anclajes y otros.
  - Localización de las válvulas de bloqueo y alivio de las instalaciones de superficie.
  - Diseño y normas aplicables para instalación de sistemas de regulación de gas y verificación de su aplicación.
  - Cumplimiento del Título II del Anexo 1 del Reglamento.

La verificación antes descrita servirá para constatar que la Empresa Supervisora ha tomado conocimiento del Diseño del Ducto Principal.

#### 2 INFORME DE INSPECCIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DEL DUCTO PRINCIPAL

La certificación abarcará todas las etapas de la construcción y 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 deberá verificar 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 verificará 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 LÍNEA PRINCIPAL**

2.1.1 Programa de Gerencia de Calidad, establecido en el artículo 27° del Anexo 1 del Reglamento.

2.1.2 Tuberías, Materiales y Equipos:

- a.- Resultado de análisis químicos
- b.- Resultado de las pruebas de propiedades físicas
- c.- Resultado de prueba de presión en fábrica
- d.- Identificación de cada pieza de tubería con referencia a los registros de inspección
- e.- Cumplimiento de todas las condiciones de la orden de compra o términos de referencia

*Deberá revisarse la documentación técnica de la fabricación de tuberías para asegurar el cumplimiento con las especificaciones técnicas, las que deberán concordar con las normas API y ASME.*

2.1.3 Construcción de la Línea Principal

- a.- Verificación de la Ruta
  - Diseño y construcción relativos a la ruta seleccionada.
  - Revisar las consideraciones tomadas para las variantes a la traza original.
  - Obras de geotecnia, hechas para mantener la estabilidad del derecho de vía del ducto, de acuerdo a los estudios geológicos y geotécnicos realizados.
- b.- Doblado de tuberías
  - Procedimiento de doblado de tuberías.
  - Proceso de ejecución en el campo, a través de los registros, contrastados con el diseño del ducto.
- c.- Soldadura
  - Procedimientos aprobados de soldadura
  - Procedimiento para calificación de soldadores.
  - Reportes de juntas soldadas.

- Empleo de personal calificado para todas las actividades de soldadura
- Procedimientos aprobados de reparación de soldadura trazabilidad del proceso de soldadura.

*Revisar la documentación referida a procedimientos aprobados de soldadura y los reportes generados en campo, a fin de asegurar el cumplimiento de las Normas API 1104 y ANSI/ASME 31.8. Así mismo, evaluar la aplicación de los procedimientos de soldadura.*

d.- Ensayos No Destructivos:

Los procedimientos de inspección de campo serán revisados a fin de asegurar el cumplimiento de las normas API 1104, ANSI/ASME B31.4 y ANSI/ASME B31.8, verificando:

- Utilización de procedimientos aprobados de radiografía.
- Utilización de procedimientos aprobados para las pruebas por ultrasonido.
- Utilización de procedimientos aprobados para líquidos penetrantes y/o partículas magnéticas.
- Utilización de personal calificado para todos los ensayos no destructivos.
- Identificación de todas las fallas y requerimientos de reparación de soldaduras y confirmación de que los procedimientos han sido seguidos.

e.- Revestimiento Externo:

- Procedimientos de limpieza de tubería y juntas antes de la aplicación de materiales de revestimiento.
- Verificación de la calidad y espesor del material utilizado en el revestimiento.
- Procedimientos aprobados para la instalación de mantas termocontraíbles en juntas soldadas.
- Verificación de que el personal a cargo del revestimiento ha sido calificado para todas las operaciones de revestimiento y su reparación.
- Verificación de procedimiento y personal calificado para detectar fallas del recubrimiento de fábrica antes de enterrar la tubería.
- Procedimiento de identificación, registro y reparación de todas las discontinuidades "corto circuitos" detectados.

*Todos los procedimientos, documentación técnica y registros del proceso de revestimiento serán revisados, a fin de asegurar el cumplimiento de las normas aplicables.*

f.- Cruces de Carreteras y Vías de Ferrocarril:

- Detalles de diseño y construcción de cada cruce.
- Planos tal como se construyó ("as built") cada cruce.
- Procedimientos de construcción de cada cruce.

*Los procedimientos aprobados y registros de campo serán revisados, a fin de asegurar el cumplimiento de las normas API 1104 y ANSI/ASME B31.8.*

g.- Cruces de Ríos y Bofedales

- Documentos donde se establezcan los criterios de selección de cada cruce y detalles de diseño y especificaciones que fueron aplicados.
- Estudio batimétrico y registros de comportamiento de cada corriente de agua, así como las condiciones naturales y factores que afecten la estabilidad a largo plazo, tales como cambios posibles en el curso del río y bofedales, inundaciones mayores y detalles inherentes a cada cruce de río. y bofedales.
- Procedimientos de construcción utilizados en cada cruce, destacando aquellos que se refieran a minimizar las posibles alteraciones del curso de agua y la erosión.
- Estabilidad de riberas de cada cruce.
- Planos conforme a obra ("as built") de cada cruce.
- Procedimientos para proteger el lecho del río.

*Se revisarán los procedimientos de construcción y la documentación de campo, a fin de asegurar el cumplimiento de la norma ANSI/ASME B31.8.*

h.- Pruebas Hidrostáticas:

- Revisión de consideraciones para elección de secciones de prueba.
- Procedimientos aprobados de pruebas hidrostáticas para todos los tramos de los ductos.
- Calificación del personal a cargo de las pruebas hidrostáticas.
- Que las actividades previas a la prueba hidrostática en cada tramo a ser probado, hayan sido concluidas, específicamente: soldaduras, ensayos no destructivos, reparaciones, y limpieza interna.
- Utilización de equipos adecuados e instrumentos debidamente calibrados.
- Determinación de la calidad del agua utilizada para cada tramo.
- Procedimientos de desalojo y disposición del agua para evitar erosiones y/o daños a propiedades colindantes.
- Procedimientos de secado de la tubería.
- Procedimientos de utilización de plato calibrador, limpieza y secado.
- Revisión de los resultados de las pruebas.
- Revisión de las pruebas de las secciones seleccionadas probadas.

*Los Procedimientos y Registros de Pruebas Hidrostáticas serán revisados, a fin de asegurar el cumplimiento de las normas API 1110 y ANSI/ASME B31.8.*

i.- Protección Catódica:

- Revisión del diseño del Sistema de Protección Catódica y su instalación en campo.
- Registros de resistividad de suelos.

- Disponibilidad y confiabilidad de la energía eléctrica externa como es requerido por los parámetros de diseño a lo largo de toda la ruta de la tubería.

*Los documentos de diseño, procedimientos y documentación técnica de campo, serán revisados a fin de asegurar el cumplimiento de las normas ANSI/ASME B31.8 y NACE RP-0169.*

j.- Instalaciones Superficiales:

- Registro del análisis de tensiones a las que serán sometidas estas instalaciones, incluyendo las cargas impuestas a la tubería enterrada, así como de los anclajes y soportes requeridos para absorber deflexiones longitudinales.
- Utilización de procedimientos aprobados de soldadura y ensayos no destructivos (NDT) en el montaje de estas instalaciones.

*Las instalaciones superficiales comprendidas para este proyecto incluyen: Válvulas de Bloqueo, Válvulas Check, Trampas Lanzadoras y Receptoras de Raspatabos.*

*Los procedimientos y la documentación técnica serán revisados a fin de asegurar el cumplimiento de la norma ANSI/ASME B31.8.*

k.- Estaciones de Medición:

- Normas para instalación de sistemas de medición de gas y verificación de su aplicación.
- Utilización de accesorios adecuados de acuerdo a diseño.
- Procedimientos aprobados y registros de las pruebas y calibración de los equipos e instrumentos, respectivamente.

*Los procedimientos y documentación técnica de construcción, así como los registros de campo, serán revisados a fin de asegurar el cumplimiento de la norma AGA y otras aplicables específicamente para este tipo de instalación.*

l.- Estación Reductora de Presión

- Sistemas redundantes y de seguridad. Inclusión de derivaciones (by-pass) en caso de falla.
- Utilización de accesorios adecuados de acuerdo a diseño.
- Procedimientos aprobados y registros de las pruebas y calibración de los equipos e instrumentos respectivamente.

*Los procedimientos y documentación técnica de construcción, así como los registros de campo deben ser revisados a fin de asegurar el cumplimiento de las normas ASME, ANSI, API y las que se hayan aplicado específicamente para este tipo de instalación.*

## 2.2 EQUIPOS Y MATERIALES

### 2.2.1 Adquisiciones:

- a.- Procedimientos de adquisiciones (\*)
- b.- Especificaciones de materiales resultantes de la ingeniería

- c.- Verificación física de las tuberías, equipos y materiales adquiridos para el cumplimiento de las especificaciones
- d.- Certificados de fabricación.

*(\*) Asegurar que las especificaciones técnicas de los equipos y materiales requeridos, son concordantes con el diseño y con los equipos y materiales adquiridos.*

#### 2.2.2 Control y Seguimiento de Adquisiciones principalmente de:

- a.- Recipientes sometidos a presión.
- b.- Válvulas y medidores.
- c.- Tuberías y accesorios.
- d.- Otros materiales y equipos.

### 2.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS E INSTRUMENTOS

#### 2.3.1 Instalaciones Eléctricas

- a.- La instalación de equipo y material adecuado en áreas peligrosas o de riesgo.
- b.- Aplicación de prácticas adecuadas para instalación de equipos y materiales en áreas de riesgo.
- c.- Confirmación de la correcta clasificación de localizaciones, de acuerdo al tipo de equipo y material instalado.
- d.- Registros de control de calidad y/o informes.
- e.- Prácticas utilizadas en la instalación.

*Los procedimientos de construcción y sus registros serán revisados, a fin de asegurar el cumplimiento de las Normas ANSI/NFPA 70 National Electric Code y API RP 500 "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities" en las instalaciones eléctricas.*

#### 2.3.2 Sistemas Automáticos de Supervisión, Control y Monitoreo de Condiciones Operativas (Supervisory, Control and Data Acquisition) (SCADA) y Sistema de Detección de Fallas.

- a.- Diseño y normas aplicables.
- b.- Construcción e instalación de equipos y accesorios.
- c.- Ubicación de los centros de monitoreo.
- d.- Sistemas redundantes.
- e.- Nivel de control y jerarquización del sistema SCADA.
- f.- Alternativas de comunicación (mínimo dos), fibra óptica, microondas, celular, VSAT, líneas telefónicas dedicadas o compartidas, radio convencional, etc.
- g.- Confiabilidad de la adquisición de datos en tiempo real.
- h.- Enlace de las Unidades Terminales Remotas (RTU's).

#### 2.3.3 Estaciones de Medición:

- a.- Verificación de que el registro, transmisión y análisis de la información es confiable y se realiza en tiempo oportuno para asegurar el control de los volúmenes de gas y líquidos transportados.

#### 2.3.4 Estación Reductora de Presión

- a.- Sistemas redundantes y de seguridad. Inclusión de derivaciones (bypass) en caso de falla.
- b.- Verificación de que las estaciones funcionan dentro de los parámetros de diseño de los ductos y de acuerdo a los valores de calibración.

## **2.4 PRE-COMISIONADO Y COMISIONADO**

- 2.4.1 Verificar que la empresa constructora haya realizado las actividades relativas al pre-comisionado en coordinación con los representantes de los proveedores. Revisar y evaluar la documentación de toda la revisión realizada más las observaciones encontradas
- 2.4.2 Verificar que en las actividades de Comisionado las pruebas de funcionamiento del sistema sean satisfactorias, en vacío y con carga. Y que se hayan subsanado todas las observaciones.
- 2.4.3 Revisión de la documentación de verificación, que reflejen que se han cumplido las etapas de Pre-Comisionado y Comisionado.
- 2.4.4 El Operador del Ducto Principal deberá contar con la documentación que se lista en el artículo 53° del Anexo 1 del Reglamento.
- 2.4.5 Antes de llenar el Ducto con gas natural se debe utilizar un Raspatubo para inspección interna con placa calibradora, a fin de registrar las ubicaciones de las ovalidades de las tuberías del Ducto, la ubicación y tamaño de abolladuras, combaduras y arrugamientos.
- 2.4.6 Revisión del Manual de Operación y Mantenimiento del Ducto Principal, el mismo que deberá elaborarse cumpliendo lo estipulado en las Normas ANSI/ASME B31.8 y que debe incluir lo que se señala en el artículo 62° del Anexo 1 del Reglamento.
- 2.4.7 Revisión del Manual de Seguridad del Ducto Principal, el mismo que deberá contener como mínimo lo que se indica en el artículo 74° del Anexo 1 del Reglamento.
- 2.4.8 Aprobación del Plan de Contingencias para emergencias y desastres durante la etapa de operación del Proyecto, el mismo que debe cumplir lo dispuesto en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 043-2007-EM.
- 2.4.9 Aprobación del Estudio de Riesgos Operativo (HAZOP).

*Se entenderá como Pre-comisionado a aquellas actividades de revisiones y pruebas de los equipos e instalaciones previas a la puesta en marcha, relativas a la construcción del ducto, estaciones de reducción de presión, estaciones de medición e instalaciones de superficie.*

*Se entenderá como Comisionado a aquellas actividades que se realizan para asegurar las condiciones necesarias para la Puesta en Marcha del Ducto Principal.*

## **3 INFORME DE PUESTA EN MARCHA DEL DUCTO PRINCIPAL**

- 3.1.1 Revisión del procedimiento de la Puesta en Marcha del Ducto Principal
- 3.1.2 Supervisión de las actividades llevadas a cabo por PERÚ LNG para asegurar el correcto arranque de las instalaciones, la integridad de las mismas y el ajuste de sus componentes a los parámetros de operación y diseño.

## ANEXO 2

### MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO

#### BASES DEL DISEÑO DEL DUCTO PRINCIPAL DEL PROYECTO DE EXPORTACION DE LGN – PERÚ LNG S.R.L.

##### 1. INTRODUCCIÓN

PERÚ LNG, en adelante llamada la “Compañía”, está emprendiendo un proyecto para construir una Planta de Gas Natural Licuefactado (GNL), como parte del Proyecto “Exportación de GNL Pampa Melchorita, Perú”.

A fin de entregar gas natural a esta planta, también se viene construyendo un Ducto Principal de 34 pulgadas de diámetro, el cual se inicia en la futura Planta de Compresión de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (en adelante TGP), ubicada en la localidad de Chiquintirca, distrito de Ambo, provincia La Mar, departamento de Ayacucho, y culmina en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita, ubicada al sur de Lima, entre los kilómetros 167 a 170 de la parte oriental de la Carretera Panamericana Sur. La longitud del ducto es de 408 kilómetros.

##### 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en un nuevo sistema de 408 Km. de gasoducto de 34 pulgadas a alta presión para transportar 677 mmscfd de gas natural, desde un punto de toma en el Sistema de Gasoducto de TGP existente, aproximadamente en la progresiva Kp 211, y terminando en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita.

El gasoducto atraviesa aproximadamente 310 km de terreno montañoso con numerosos cruces de río, y aproximadamente 98 km. de llanura desértica costera. Alcanza una altura máxima de 4840 metros sobre el nivel del mar.

El gasoducto será una tubería de acero con costura, enterrada, de 34 pulgadas con revestimiento interno antifricción y revestimiento externo anticorrosión.

Una estación de medición de la transferencia de custodia del gas al sistema de PERÚ LNG, estará ubicada cerca del emplazamiento de la Estación de Compresión de Chiquintirca (Ayacucho), aproximadamente en el Km. 208 del sistema de gasoducto existente de TGP.

Se instalarán lanzadores y receptores de raspadores, dimensionados para recibir un “chancho” inteligente. Un lanzador estará ubicado en el punto de toma en la estación de medición de transferencia de custodia y la Estación de Compresión de Chiquintirca; un lanzador y receptor estará ubicado en las instalaciones intermedias aproximadamente en el km 138; un lanzador y receptor se situará en la estación de control de presión aproximadamente en el km 243; y se instalará un receptor en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita, aproximadamente en el km 408. Se utilizará una estación de control de presión para impedir la sobrepresión en el gasoducto cuando ocurran condiciones de llenado de línea causadas ya sea por un flujo bajo o una parada de emergencia (PDE).

Los emplazamientos de válvulas de bloqueo de línea principal se situarán a lo largo del gasoducto a intervalos de 30 km aproximadamente. Las válvulas de línea principal serán válvulas de bola con operadores impulsados a gas, y el gas de impulsión se tomará del gasoducto.

Un sistema SCADA independiente del Sistema SCADA de TGP existente se instalará para monitorear y controlar el nuevo gasoducto de 34 pulgadas.

Se instalará un cable dedicado de fibra óptica adyacente al ducto como sistema de comunicación primario. Enlaces satelitales proveerán comunicaciones secundarias desde el gasoducto o estaciones de control de respaldo a todas las instalaciones en caso de falla del cable de fibra óptica.

### 3. PARÁMETROS DE DISEÑO

#### 3.1. Presión Operativa Máxima Permisible (POMP)

La POMP (Presión Operativa Máxima Permisible) del gasoducto será variable a lo largo de la línea, dependiendo de la ubicación y la elevación. La POMP de cualquier punto se determinará por cálculo hidráulico basado en la presión de ingreso al gasoducto, en el punto donde la línea nace del Sistema de TRG, en la futura Planta de Compresión de Chiquintirca de 2030 psig.

Las instalaciones relacionadas, incluyendo la estación medidora, la estación de control de presión, las trampas de limpiador, y válvulas de línea principal, la tubería de proceso se diseñaron de acuerdo a la norma ASME Clase 900.

#### 3.2. Temperaturas de Diseño Máximas y Mínimas

Las instalaciones del sistema se diseñaron para una temperatura mínima de -10 °C y una temperatura máxima de 50 °C

#### 3.3. Códigos, Normas y Especificaciones

El gasoducto se diseñó de conformidad con los siguientes códigos, normas y especificaciones:

ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping System
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves)
API 1102	Recommended Practice 1102, "Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways"
API 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities
ASME/ANSI B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.9	Factory Made Wrought Steel Buttwelding Fittings
ASME/ANSI B16.25	Buttwelding Ende
MSS-SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS-SP-74	Specification for High Test Wrought Buttwelding Fittings
NACE RP0169	Control of External Corrosion on Underground of Submerged Metallic Piping Systems
Decreto Supremo No. 081-2007-EM	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos

Los sistemas de tubería y equipo en la estación medidora de transferencia de custodia, la estación de control de presión, los emplazamientos de válvula de línea principal, y las instalaciones de lanzador y receptor cumplen con las secciones aplicables de los siguientes códigos, normas y especificaciones, en sus últimas ediciones:

ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping System
ASME	Section VIII, Division 1, Boiler and Pressure Vessel Code, "Rules for Construction of Pressure Vessels"
ASME/ANSI B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME/ANSI B16.9	Factory-Made Wrought Steel Butt welding Fittings
ASME/ANSI B16.25	Butt welding Ends
ASME/ANSI B16.34	Valves – Flanged, Threaded and Welding End
API 6D	Specifications for Pipeline Valves
API 600	Steel Gate Valves, Flanged and Butt welding Ends
API 602	Compact Steel Gate Valves
MSS-SP-44	Steel Pipeline Flanges
MSS-SP-75	Specification for High Test Wrought Butt welding Fittings
NACE RPO 193-93	External Cathodic Protection of On-Grade Metallic Storage Tank Bottoms

El diseño y construcción Civil/Estructural será de conformidad con la edición más reciente de los siguientes códigos, normas y especificaciones, donde sean aplicables:

ASCE 7-03	Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures (antes ANSI A58.1)
ACI 318-2002	Building Code Requirements for Reinforced Concrete Design
AISC	Manual of Steel Construction, Ninth Edition, ASD
ASTM	American Standard for Testing Materials (según sea aplicable y se indique aquí)
IBC	International Building Code (para el diseño sísmico)

El diseño y construcción Eléctrica y de Instrumentación será de conformidad con la última edición de los siguientes códigos, normas y especificaciones, donde sea aplicable:

ANSI/API	American National Standards Institute ANSI/API RP500-1998, Second Edition, Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Division 1 and Division 2. Nota: Esta práctica recomendada debe utilizarse únicamente para el diseño de ventilación
AGA	Compressibility & Super Compressibility of Natural Gas AGA Report 8. Ultrasonic Meters – AGA Report 9 Gas Measurement Manual XQ8803 – AGA Part 9
IEEE	Institute of Electrical and Electrical Engineers, IEEE 802.3 Standard for Information Technology –Telecommunications and information exchange between systems – Local and metropolitan area networks –Specific requirements Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications

API	American Petroleum Institute API RP552, First Edition, October 1994 Transmission Systems
FM	Factory Mutual
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
ISA	Instrument Society of America, S5.1
NEC	National Fire Protection Association NFPA 70-1999, NEC
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NFPA	National Fire Protection Association
UL	Underwriters Laboratorios

Todo el diseño deberá cumplir con la normativa legal vigente, aplicable para este tipo de instalaciones.

Todos los planos y especificaciones se han preparado de acuerdo con el Manual de Bases del Diseño de PERÚ LNG, en concordancia con el artículo 13° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

### 3.4. Composición y Caudal de Gas

ASCE 7-03	Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures (anteriormente ANSI A58.1)
Nitrógeno	0.54 % Mol
CO2	0.57 % Mol
Metano	88.54 % Mol
Etano	10.33 % Mol
Propano	0.02 % Mol
Gravedad específica resultante	0.612

## 4. DISEÑO DEL GASODUCTO

El diseño del sistema de gasoducto cumple con todos los reglamentos peruanos y estipulaciones del Estudio de Impacto Ambiental.

### 4.1. Análisis Hidráulico

Se efectuó un análisis hidráulico incluyendo requisitos de compresión para el sistema del gasoducto, tomando en consideración las condiciones de flujo inicial y flujo final. Los cálculos hidráulicos de estado estable se efectuaron usando "software" patentado desarrollado por Linden Professional Services que utiliza el SynerGEE Gas Software, versión 4.1 de Advantica, Inc. (ex-Stoner Associates, Inc.).

### 4.2. Especificaciones de tubería

La tubería de línea se fabricará, inspeccionará y probará de acuerdo con los requisitos de API 5L, utilizando soldadura por arco sumergido. El espesor de pared, diseño e instalación de tubos cumple los requisitos de ASME B 31.8.

### 4.3. Válvulas de línea principal (VLP)

Todas las válvulas de bloqueo de línea principal se fabricarán según los requisitos de API 6D. Las válvulas de bloqueo de línea principal para el gasoducto de 34 pulgadas tendrán la clasificación de ANSI Clase 900.

Las válvulas de bloqueo de línea principal serán válvulas de bola de extremo soldado de abertura total, con operadores movidos a gas. El gas de impulsión se tomará del gasoducto. Las válvulas de bloqueo de línea principal serán capaces de probarse en el campo con la tubería de línea principal contigua. La selección de las válvulas tendrán en cuenta los beneficios de su mantenimiento a largo plazo.

Las válvulas de bloque de línea principal intermedias se instalarán dentro de un área cercada con malla de cadena, con entradas para vehículos y personal con el propósito de proveer acceso de mantenimiento y seguridad. Las válvulas de bloqueo de línea principal operarán con gas de impulsión derivado del gasoducto y ser capaces de abrirse/cerrarse mediante el sistema SCADA o controlarse manualmente. Las válvulas de bloqueo de línea principal deberán abrirse sólo después de que la presión diferencial a través de la válvula es menor de 50 psig, cuando se ha emitido un permiso de apertura manualmente o mediante el sistema SCADA. El operador de válvula tendrá un tanque de almacenamiento de gas con suficiente gas para proveer 3 carreras de válvula. También se proporcionará una bomba de mano para mover la válvula en caso de no haber gas de impulsión.

Además de las válvulas en las trampas de raspador, se estima que habrá aproximadamente catorce (14) válvulas de bloqueo de línea principal intermedias para permitir el aislamiento seccional del gasoducto en longitudes de aproximadamente 30 kilómetros.

Las ubicaciones preliminares de los emplazamientos de válvula de bloqueo de línea principal son conforme se indica a continuación:

- Km. 29.5
- Km. 59.0
- Km. 77.7
- Km. 88.5
- Km. 115.0
- Km. 167.5
- Km. 196.8
- Km. 226.3
- Km. 285.5
- Km. 315.5
- Km. 333.5
- Km. 345.7
- Km. 364.0
- Km. 376.9

Las ubicaciones de las válvulas de bloqueo de línea principal propuestas, se han basado en el código ASME B31.8, considerando su accesibilidad con fines operativos y de mantenimiento.

#### **4.4. Control de corrosión**

##### **4.4.1. Protección catódica**

El gasoducto será protegido con un sistema de corriente impresa que será diseñado para satisfacer las condiciones del terreno y los datos del estudio de resistividad de suelos. Las estaciones de medición tubo-a-suelo se

instalarán a intervalos de aproximadamente 1 km, y las estaciones de medición de flujo de corriente a intervalos de 20 km. Las estaciones de prueba de medición de flujo de corriente deberán servir también como estaciones tubo-a-suelo.

Se instalarán juntas de aislamiento monolíticas para aislar eléctricamente al gasoducto enterrado de la tubería sobre el terreno y estructuras en las estaciones.

**4.4.2. Revestimiento Exterior**

El revestimiento exterior de tubo para la tubería enterrada tiene un recubrimiento de polietileno de tres capas. El sistema de revestimiento consiste de un imprimante epóxico unido por fusión, una capa de adhesivo de copolimero, y una capa final de polietileno. El espesor total es de aproximadamente 3000 micras (120 mils).

El revestimiento de juntas de campo utiliza manguitos de contracción térmica con un imprimante epóxico. Los manguitos de contracción térmica y el imprimante son compatibles con el revestimiento de tubo de línea principal. También se ha considerado alternativas/equivalentes a los manguitos de contracción térmica tales como un sistema epóxico de dos partes (por ejemplo, el SPC 2888).

**4.4.3. Revestimiento interior**

El revestimiento interior de tubo para la tubería de línea principal es un recubrimiento de material de Valspar 126 Flowliner 930 HS, 260U-599 (Hempel) o equivalente aprobado, que produce un espesor de película seca de 3 mils (76 micras).

**4.5. Cruces**

Los cruces del gasoducto con carreteras principales se han diseñado de conformidad con ASME B31.8, API 1102 y con los requisitos de las autoridades que otorgan los permisos. Los cruces se instalarán para asegurar un mínimo de 2.0 metros de cobertura desde la parte superior del tubo hasta el lado interior de la superficie de rodadura de la carretera y un mínimo de 1.2 metros al fondo de las zanjas de drenaje de la carretera contigua. Se usará un factor de diseño de 0.6 para determinar el espesor de pared de tubo de cruce. El ángulo de cruce será tan próximo a los perpendiculares (90 grados) como sea posible. Los cruces de carretera pavimentada se instalarán por perforación si las condiciones del suelo lo permiten. La siguiente es una lista de carreteras principales para las cuales PERÚ LNG ha preparado o preparará los planos específicos del emplazamiento:

ITEM	LONG. ACUMULADA TERRENO	PROGRESIVA KP	CRUCES
1	109+938.30	107+369.58	VÍA LIBERTADORES
2	213+141.42	209+369.52	VÍA LIBERTADORES
3	341+813.26	336+124.92	VÍA LIBERTADORES
4	407+184.83	401+404.07	VÍA PANAMERICANA SUR

Los cruces de caminos secundarios del gasoducto se diseñaron utilizando un factor de diseño de 0.6 para determinar el espesor de pared del tubo de cruce. Un plano típico mostrando un (1) tramo de doce (12) metros de tubo se usó para cubrir el diseño de todos los cruces de caminos secundarios.

La profundidad de cobertura para los cruces de agua principales se determinó mediante estudios hidrológicos, pero en todos los casos tendrá un mínimo de 2.0 metros. Los ríos menores y arroyos tendrán una cubierta mínima de 1.0 metro. Se instalará tubos con espesor de pared aumentado (equivalente a un factor de diseño de 0.6) en todos los cruces de agua principales. La siguiente es una lista de cruces principales de agua para los cuales se han preparado planos específicos del terreno:

ITEM	LONG. ACUMULADA TERRENO	PROGRESIVA KP	CRUCES
1	31+160.04	30+042.43	RÍO ALTOMAYO
2	40+213.15	38+823.90	RÍO TOROBAMBA
3	64+357.02	62+380.52	RÍO YUCAY
4	113+309.22	110+682.68	RÍO VINCHOS
5	178+634.84	175+216.31	RÍO PALMITOS
6	190+354.28	186+773.05	RÍO PAMPAS
7	340+653.19	334+968.01	RÍO PISCO
8	368+338.17	362+608.84	RÍO MATAGENTE
9	370+217.65	364+486.74	RÍO CHICO

En caso de elegirse la perforación direccional horizontal (PDH) como método de instalación, la tubería de cruce para PDH tendrá un espesor de pared de conformidad con las recomendaciones de la Asociación de Contratistas de Cruces Direccionales, es decir, con un factor de diseño de 0.5.

El gasoducto cruzará además líneas de fuerza de alta tensión. La siguiente es una lista de cruces de alta tensión para los cuales se preparará planos específicos del emplazamiento

ITEM	LONG. ACUMULADA TERRENO	PROGRESIVA KP	CRUCE
1	77+165.18	74+979.02	LÍNEA ALTA TENSIÓN
2	93+616.84	91+207.24	LÍNEA ALTA TENSIÓN
3	94+224.50	91+806.09	LÍNEA ALTA TENSIÓN
4	329+820.08	324+183.86	LÍNEA ALTA TENSIÓN
5	348+441.58	342+751.31	LÍNEA ALTA TENSIÓN
6	348+661.10	342+970.64	LÍNEA ALTA TENSIÓN
7	372+831.41	367+098.90	LÍNEA ALTA TENSIÓN
8	372+924.39	367+191.88	LÍNEA ALTA TENSIÓN

#### **4.6. Estaciones Medidoras e Instalaciones de Lanzadores/Receptores**

Una nueva estación medidora de transferencia de custodia de gas al sistema del gasoducto se situará cerca del emplazamiento de la futura Estación de Compresión de Chiquintirca, aproximadamente en el Km. 208 del sistema de TGP. También se ubicarán 2 nuevas estaciones medidoras de transferencia de custodia. En la Sección 5.1 del presente Anexo se hallarán mayores detalles de las nuevas estaciones medidoras.

Como se indicó anteriormente, se instalará un lanzador en la nueva estación medidora contigua al Gasoducto de TGP, se instalarán lanzadores/receptores en un lugar de trampa intermedio y en la estación de control de presión, y se instalará un receptor en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita. En la Sección 5.2 del presente Anexo se hallarán mayores detalles de las instalaciones de lanzador/receptor.

#### **4.7. Estación de Control de Presión**

El estudio que se ha efectuado de la ruta del gasoducto, indica que cuando la presión de descarga de la Estación de Compresión de Planta Malvinas existente es de 2132 psig, la diferencia de elevación entre dicha planta y ciertos segmentos del gasoducto corriente abajo de las montañas, puede ser suficientemente grande para que dichos segmentos experimenten una presión por encima de la POMP durante ciertos escenarios de llenado de línea. Pueden surgir condiciones de línea llena cuando baje la demanda corriente abajo, o cuando se cierra una válvula corriente abajo sin hacer ajuste alguno a la velocidad del impulsor de la compresora. El flujo de gas en el gasoducto empezará a disminuir en estas condiciones y ocasionará que la caída de presión en la tubería sea insuficiente para cancelar la cabeza de elevación. Como resultado, los segmentos inferiores del gasoducto podrían eventualmente alcanzar una presión mayor que sus POMP, cuando la Estación de Compresión de Planta Malvinas esté operando cerca de su presión máxima de descarga de 2132 psig.

El potencial de ocurrencia de exceso de presión se agravará cuando se instale la futura Estación de Compresión de Chiquintirca para satisfacer la entrega de 450 mmscf/d a Lima.

Se diseñará una estación de control de presión para impedir que ocurran presiones excesivas en los sectores bajos del gasoducto. El flujo normal a través de la estación de control de presión será por una válvula de 30" de bloqueo de derivación de estación de control de presión. Se diseñará un patín de control de presión y se anticipa que incluya 2 tramos paralelos conteniendo dos válvulas de control, con válvulas de bloqueo corriente arriba y corriente abajo de las dos válvulas de control. Se anticipa que ambos tramos operen simultáneamente, y la válvula de control corriente arriba de cada tramo funcionará como repuesto. Si falla la válvula de control corriente abajo, fallará abierta y la válvula de control corriente arriba reanudará el control.

La válvula de bloqueo de derivación de estación estará en posición abierta cuando la presión corriente abajo esté por debajo de un punto establecido. La válvula de bloqueo de derivación se cerrará cuando esa presión alcance el punto establecido.

Las válvulas de control comenzarán a regular la presión corriente abajo para mantenerla en otro punto establecido o por debajo de él, después de que se cierre la válvula de bloqueo de derivación de la estación.

Un descenso continuo de presión reabrirá la válvula de bloqueo de derivación de estación. Un aumento continuo de presión cerrará los tramos de control.

El flujo de diseño, presión de entrada, caída de presión, y temperatura de gas específicos para dimensionar las válvulas de control, se determinarán usando los datos de elevación y espesor de pared de tubo en corridas hidráulicas apropiadas.

Una válvula de alivio liberará el gas a un lugar seguro en caso de que la válvula de bloqueo de derivación de estación no se cierre y las válvulas de control no mantengan la presión por debajo de un punto establecido. La tubería de entrada se dimensionará para proteger la tubería corriente abajo en la condición de flujo de diseño. Las válvulas de alivio se dimensionarán para dar protección en condiciones de flujo bajo, y serán reemplazadas por válvulas más grandes cuando la Planta de Compresión de Chiquintirca se amplíe para entregar el flujo de diseño. El dimensionamiento de la condición de flujo bajo se basará en las curvas de compresora de Planta de Compresión de Planta Malvinas. El estudio inicial de compresión para Planta de Compresión de Chiquintirca indicó que las compresoras de Planta de Compresión de Planta Malvinas no serían un factor en el dimensionamiento de válvulas para la condición de flujo bajo, debido a la baja presión de descarga. El dimensionamiento de válvulas de alivio para ambos diseños se efectuará durante el diseño de detalle.

#### **4.8. SCADA/Comunicaciones**

Las válvulas de bloqueo de línea principal del gasoducto, las estaciones medidoras de transferencia de custodia de línea principal, las estaciones medidoras de transferencia de custodia de cruce, la estación de control de presión y las estaciones de lanzadores/receptores serán monitoreadas continuamente por el nuevo sistema SCADA. Las presiones de gas, temperaturas, flujo total de gas y caudales de gas monitoreados en estas estaciones, serán mostrados en las consolas de operador de las Estaciones Maestras (Primaria y Respaldo) del Sistema SCADA, con tendencia histórica y entrada al sistema de detección de fugas para detección de rotura y aislamiento de la sección dañada.

El nuevo Sistema SCADA/Comunicaciones de PERÚ LNG será un sistema independiente del sistema suministrado por Telvent en el sistema de TGP original. Este sistema proveerá una interfaz de enlace de comunicación de datos seriales con el actual Sistema SCADA de TGP con el propósito de obtener información de medición de flujo y estado operativo de cada una de las estaciones medidoras (se ha propuesto 2) de transferencia de custodia de cruce y de la estación medidora de transferencia de custodia de la línea principal del gasoducto (km 0.0).

La nueva Estación Maestra SCADA de PERÚ LNG estará situada en la sala de control de la futura Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita. Se proveerá una nueva Estación Maestra de respaldo de PERÚ LNG, a instalarse en un lugar a determinarse. El nuevo Sistema SCADA de PERÚ LNG obtendrá información de medición de flujo y estado operativo mediante un enlace de comunicación de datos serial desde la nueva estación medidora de

transferencia de custodia (suministrada por otros) en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita y desde el Sistema SCADA actual de TGP.

El nuevo Sistema SCADA/equipo de comunicaciones de PERÚ LNG requerido para las nuevas instalaciones incluye Terminales Remotos, generadores termoeléctricos, multiplexores de extracción/inserción (ADM) y cable de fibra óptica a lo largo de toda la línea para conectar cada nuevo sitio de válvula, ubicación de lanzador y receptor, estación de control de presión, y estaciones medidoras. Se instalará aproximadamente 408 km de cable de fibra óptica contiguo al nuevo gasoducto.

#### **4.9. Configuración del Derecho de Vía**

La anchura máxima del derecho de vía es de 25 metros de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

Sin embargo, en terreno montañoso o accidentado donde se requiere control/estabilidad de socavamiento y erosión, será necesario espacio de trabajo adicional temporal por razones de seguridad durante la construcción, de acuerdo a lo establecido en el literal k) del artículo 14° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

En el caso cuando el gasoducto se instale paralelo al gasoducto de TGP, se ha proveído espacio suficiente para facilidad de mantenimiento y reparación segura, de acuerdo a lo establecido en el literal b) del artículo 16° del Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

#### **4.10. Configuración de zanja**

La profundidad mínima de cobertura sobre el gasoducto instalado es de 0.9 metros en condiciones de suelo normal. En áreas rocosas la profundidad mínima de cobertura es de 0.6 metros.

#### **4.11. Pruebas hidrostáticas**

El gasoducto de 34 pulgadas de PERÚ LNG será probado hidrostáticamente en el terreno de conformidad con los requisitos de ASME B31.8. Las secciones para prueba hidrostática del gasoducto se han diseñado utilizando una presión de prueba que produzca un esfuerzo periférico mínimo del 90% del Límite Elástico Mínimo Especificado (LEME), y un esfuerzo periférico máximo del 100% del LEME. Para facilitar la conformación de secciones de prueba más largas en áreas montañosas, y sujeto a la aprobación de las autoridades peruanas, la presión de prueba máxima podría exceder el LEME nominal si puede demostrarse que los límites elásticos de todas las juntas de la tubería en la sección de prueba son mayores que el LEME nominal, en cuyo caso la presión de prueba máxima puede aumentarse al 100% del más bajo LEME real en la sección de prueba.

Se instalarán desfogues en los puntos altos del gasoducto según sea necesario para facilitar el llenado con agua de la línea.

#### **4.12. Áreas inestables**

Se reconoce que el gasoducto atraviesa áreas que pueden estar en riesgo por inestabilidad del suelo, y el proyecto ha tomado las medidas necesarias para asegurar la integridad del sistema. A fin de minimizar y controlar los efectos que

estas áreas podrían tener sobre el gasoducto, se tomaron varias medidas durante el diseño y construcción del sistema.

Para el diseño, se efectuaron estudios geotécnicos/geofísicos para identificar las áreas donde el terreno pueda ser inestable, y las causas de ello. Las causas típicas de inestabilidad del terreno incluyen el grado de pendiente, el tipo de suelo encontrado, y la cantidad de precipitación pluvial a la que está sometida el área. Se utilizará un ruteo selectivo del gasoducto para evitar las áreas de inestabilidad donde sea posible. Las medidas a utilizarse para controlar la inestabilidad, se especifican por tipo de inestabilidad.

Durante las actividades de nivelación y excavación de zanjas, período durante el cual se perturba y posiblemente se modifica el terreno, se realizará una revisión geotécnica adicional de la ruta del gasoducto para confirmar el nivel de inestabilidad. En este momento se cuantificará el nivel de riesgo para todas las áreas, y se especificarán las medidas de corrección requeridas.

En áreas donde se determine que existe un potencial de inestabilidad bajo, se implementarán medidas tradicionales para erosión del suelo, incluyendo la instalación de bermas de derivación y barreras de zanja para asegurar que la escorrentía de agua en los taludes no remueva los suelos en la zanja del gasoducto.

En las áreas que puedan identificarse con mayor grado de inestabilidad, se requieran diseños específicos del sitio para la estabilización, incluyendo la instalación de gaviones, muros de contención, zanjas de derivación, u otros medios para controlar el ingreso de agua y movimiento del terreno. Además, en estas áreas inestables se instalarán tubos de pared gruesa, aumentando así el momento de inercia del tubo para incrementar la resistencia al movimiento del terreno.

En las áreas de mayor preocupación, además de los diseños específicos arriba mencionados, el diseño incluirá la instalación de equipos que pueda monitorear el movimiento del terreno y/o de los tubos durante las operaciones del gasoducto. Según lo permitan las condiciones, los resultados de estos detectores de movimiento se informarán mediante el cable de fibra óptica y el sistema SCADA, proporcionando una vigilancia constante del gasoducto. De este modo los especialistas geotécnicos podrán proveer rápidamente medidas de mitigación o corrección en cualquier punto de preocupación, de ser necesario.

#### **4.13. Señalización del Derecho Vía**

Se instalarán señales a lo largo del Derecho de Vía en todos los caminos principales, carreteras, cruces de agua, y otros cruces; para identificar la ubicación de la tubería y proveer información a terceros, y reducir de esa manera la posibilidad de daño o interferencias.

## **5. DISEÑO MECÁNICO/DE TUBERÍA**

### **5.1. Estaciones Medidoras**

La estación de medición inicial del gasoducto proveerá medición de calidad de la transferencia de custodia del gas que ingresa al sistema del gasoducto de PERÚ LNG, procedente del sistema de TGP.

En lugares próximos a la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita, dos (02) estaciones de medición adicionales de cruce (cruces al sistema actual de TGP) proveerán capacidad de medición de flujo bidireccional de transferencia de custodia entre el sistema de gasoducto de PERÚ LNG y el sistema de gasoducto de TGP. En los párrafos siguientes se describe el equipo de la Estación de Medición Principal.

Los componentes principales de la Estación de Medición incluirán un sistema de filtro separador (03 unidades) y tres (03) tramos de medición con medidores por ultrasonidos.

El componente principal de las estaciones de medición de cruce consistirá en medidores por ultrasonidos. Las estaciones de medición se diseñarán y construirán de conformidad con los códigos, normas y especificaciones aplicables indicados en la Sección 3.3 del presente Anexo.

A continuación se proporcionan algunos detalles referentes a los componentes principales de las estaciones medidoras.

#### **5.1.1. Sistema de Filtro/ Separador**

El sistema de filtro separador de gas se instalará en la estación medidora para remover suciedad y costra, condensados de gas y agua (de haberlos), y vapores y líquidos de aceite lubricante (de haberlos).

El sistema de filtro separador de gas consistirá en tres (3) filtros separadores de gas [dos (2) en operación y uno (1) de reserva] completo con tanques de sumidero de líquido integrales en paralelo corriente arriba de los tramos de medición.

Los filtros separadores de gas con tanques de sumidero de drenado integrales se diseñarán de conformidad con el Código de Calderos y Tanques a Presión, Sección VIII, División 1 de ASME. Las unidades se diseñarán y dimensionarán para manejar el rango requerido de caudales operativos, y la presión operativa máxima hasta el caudal y temperatura operativos máximos.

Los tanques de filtro separador de gas tendrán un cierre de extremo de tamaño completo en el extremo de filtro de los tanques, para reemplazar los elementos de filtro sin ingreso físico a los tanques. El cierre de extremo deberá estar equipado con una grulla o bisagra y un dispositivo de alarma de seguridad de presión. Los tanques con más de 42" de diámetro tendrán una abertura reducida no menor de 42".

Cada tanque de filtro separador estará provisto de una válvula de alivio de seguridad de presión con tubo de desfogue para protección del equipo contra condiciones de incendio. La demás instrumentación incluirá como mínimo: indicador de diferencial de presión, interruptor de diferencial de presión, e indicador de presión.

Cada tanque de sumidero de líquido se dividirá en dos secciones para evitar la derivación del gas por los elementos de filtro de la primera etapa. Cada sección tendrá una válvula de control de nivel accionada a gas, con interruptor de nivel de líquido y controlador de nivel para drenar los

líquidos atrapados a un cilindro de evaporación atmosférica. Se incluirán visor de nivel y horquillas con válvulas esféricas de aislamiento, válvula de drenaje, y válvulas de desfogue.

Cada tramo de filtro separador hacia y desde la línea principal estará provisto de válvulas de bloqueo de 16" NPS accionadas a gas, con líneas de equalización de 2".

Los condensados de los sumideros de drenado de filtro serán conducidos a un cilindro de evaporación atmosférica. Los líquidos del cilindro de evaporación serán drenados a un sumidero de agua aceitosa que será vaciado periódicamente mediante un camión de vacío para su eliminación.

#### **5.1.2. Sistema de Medición por Ultrasonido**

El Sistema de Medición por Ultrasonido, para la medición de caudales de gas de transferencia de custodia, se instalará corriente abajo del sistema de filtro separador de gas. El sistema de medidor consistirá en tres (03) tramos de medidor de 16" NPS [dos (02) operativos y uno (1) de reserva].

Cada tramo de medidor incluirá un medidor por ultrasonido de paso múltiple, válvulas esféricas de 16" NPS accionadas a gas, y medidores de presión y temperatura.

### **5.2. Instalaciones de Lanzador/Receptor**

Las instalaciones de lanzador/receptor se diseñarán e instalarán en el sistema de gasoducto de PERÚ LNG para permitir la limpieza del gasoducto, incluyendo "chanchos normales" y "chanchos inteligentes". El componente principal de las instalaciones de lanzador/receptor es la trampa de raspador. Las instalaciones de lanzador/receptor se diseñarán y construirán de conformidad con los códigos, normas y especificaciones aplicables indicados en la Sección 3.3 del presente Anexo.

A continuación se proporciona mayor información sobre el diseño y operación de la trampa de raspador y tubería relacionada en las instalaciones de lanzador/receptor.

#### **5.2.1. Trampa de raspador**

El cilindro de trampa de raspador se diseñará, fabricará y probará según ASME B31.8. La trampa de raspador se diseñará para permitir la limpieza y remoción de líquido de la línea durante las operaciones normales, para recibir "chanchos de calibración" y "chanchos inteligentes" para inspección interna del gasoducto cuando sea necesario, y para limpieza, llenado y vaciado durante las pruebas hidrostáticas.

El cierre de extremo de la trampa de raspador se diseñará, fabricará y probará como si estuviera instalado en un tanque a presión de conformidad con la Sección VIII, División 1 de ASME, para permitir la operación por un solo hombre. El cierre de extremo será de tipo de apertura rápida, equipado con grullas o bisagras fijadas al cuerpo del lanzador o receptor, y deberá estar provisto de un dispositivo de seguridad de alarma de presión para prevenir que el operador lo abra cuando esté bajo presión.

La tubería y válvulas en el lanzador y receptor de trampa de raspador o alrededor de ellos incluirán, como mínimo:

- Válvula esférica de 34" NPS de diámetro interno completo, accionada a gas para aislamiento de trampa.
- Válvula esférica de 30" NPS accionada a gas en la línea principal de 34" para derivación de trampa.

**Nota:** Las válvulas de derivación de trampa en la Estación Medidora servirán también como válvulas de aislamiento de la instalación y PDE, y como válvulas de bloqueo del gasoducto.

Las válvulas de derivación de trampa en la Estación de Control de Presión también servirán como válvulas de aislamiento de instalación y PDE.

Una sola válvula de derivación de trampa en la instalación intermedia de Receptor/Lanzador servirá como válvula de derivación de lanzador y receptor, y como válvula de aislamiento de gasoducto.

- Línea de arranque de 12" NPS con válvula esférica operada manualmente y línea de equalización de 2" alrededor de ella.
- Línea y válvula equalizadora de presión de 2" NPS alrededor del reductor trampa-a-gasoducto para proveer presión de equalización alrededor de las copas guías de chancho.
- Válvula de bloqueo de 2" NPS y línea de drenaje que drena en una cámara de retención atmosférica de dren aceitoso (sumidero).
- Válvula de desfogue de 2" NPS en las trampas.
- Boquilla de inspección de 4" NPS en las trampas, con brida ciega.
- Válvula de Seguridad de Presión (VSP) en las trampas, dimensionadas para incendio.

La instrumentación de lanzador incluirá, como mínimo, un medidor de presión en el cilindro, un detector de limpiador en el cuello, y un detector de limpiador corriente abajo de la "T" con barras, a una distancia mayor que la longitud máxima de un chancho inteligente.

La instrumentación de receptor incluirá, como mínimo, un medidor de presión en el cilindro, un detector de limpiador en el cuello, y un detector de limpiador a aproximadamente 300 metros corriente arriba de la "T" con barras.

La tubería en el área de las trampas de limpiador se diseñará con flexibilidad suficiente para evitar, de ser posible, la necesidad de bloques de anclaje.

Las instalaciones, salvo el receptor en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita, estarán provistas de un sumidero cubierto de retención atmosférica de dren aceitoso, que será vaciado periódicamente por un camión de vacío.

### 5.2.2. Tubería relacionada

La línea de "arranque" para las trampas de limpiador en las instalaciones de lanzador/receptor del gasoducto de 34 pulgadas será de 12" NPS. Las

líneas de derivación de trampa de limpiador serán de 30" y saldrán de la línea principal con "T" de tamaño completo con barras.

Alrededor de cada válvula de arranque se instalará una línea de 2" y su correspondiente válvula ecualizadora de presión. Los lanzadores incluirán una línea de 2" NPS con válvula alrededor de la trampa, del limpiador al gasoducto, para proveer presión de ecualización alrededor de las copas guías de los "chanchos inteligentes".

Las válvulas de derivación de trampa tanto en la estación medidora como en la instalación de limpiador intermedia, incluirá una línea ecualizadora de 12" con válvula de 12" NPS y válvulas de soplado de 8" NPS en ambos tubos verticales laterales.

Las válvulas de derivación de trampa en la estación de control de presión incluirán una línea de ecualización de 8" con una válvula de 8".

La válvula de derivación de trampa en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita incluirá una línea de ecualización de 8", con una válvula de soplado de 8" NPS en el tubo vertical corriente arriba.

Las válvulas de aislamiento, de derivación y laterales de trampa de limpiador estarán provistas de un operador a gas. Los operadores a gas deberán incluir un depósito para almacenar gas de impulsión suficiente para abrir y cerrar totalmente la válvula tres ciclos completos. Estas válvulas también serán capaces de abrirse/cerrarse con bombas hidráulicas manuales. Las válvulas de arranque, ecualizadoras de presión, drenaje y desfogue serán de operación manual.

La tubería en el área de las trampas de limpiador se diseñará con flexibilidad suficiente para evitar, de ser posible, la necesidad de bloques de anclaje.

Todos los lanzadores y receptores incluirán una válvula de drenaje de 2" NPS conectada a tubería de drenaje por flujo de gravedad. Las trampas de limpiador en la estación medidora, en la instalación de limpiador intermedia y en la estación de control de presión drenarán en un sumidero atmosférico local de drenaje de agua aceitosa. La trampa de limpiador en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita drenará en el sistema de drenaje de la planta. Cada trampa de limpiador tendrá también una válvula de desfogue de 2" NPS.

La instrumentación del lanzador incluirá un medidor de presión y, corriente abajo de la "T" con barras a una distancia mayor que la longitud máxima de un chanco inteligente, un detector de limpiador (Pig-sig). La instrumentación de receptor deberá incluir un medidor de presión y un detector de limpiador. También se proveerá un detector de limpiador (Pg-sig) aproximadamente 300 metros corriente arriba.

La disposición de la instalación de lanzador receptor se nivelará para permitir el drenaje por gravedad de las trampas de limpiador y tubería sobre el terreno a la fosa de sumidero. Todas las instalaciones estarán encerradas en un área cercada con malla de cadena, con puertas para

vehículos y para personal con el propósito de proveer acceso de mantenimiento y seguridad.

### **5.3. Estación de Control de Presión**

La Estación de Control de Presión impedirá que ciertos segmentos del sistema de gasoducto situados aguas abajo, excedan las presiones por encima de la POMP del gasoducto. Los componentes principales de la estación de control de presión son las válvulas de control. La estación de control de presión se diseñará y construirá de conformidad con los códigos, normas y especificaciones aplicables indicados en la Sección 3.3 del presente Anexo.

#### **5.3.1. Válvulas de Control**

Las Válvulas de Control se diseñarán, fabricarán y probarán de conformidad con API 6D y una o más de las normas de la serie 75 de ANSI/ASA

## **6. CIVIL/ESTRUCTURAL**

### **6.1. Materiales**

Todo el concreto tendrá una resistencia a la compresión mínima de 3000 psi a los 28 días.

Todas las barras de refuerzo serán conforme a ASTM A615, "Standard Specification for Deformed and Plain Billet-Steel Bars for Concrete Reinforcement", Grado 60.

La malla de acero soldada será conforme a ASTM A185, "Standard Specification for Steel Wire, Fabric, Plain, for Concrete Reinforcement", Grado 40.

Los ángulos y placas de acero estructural serán conformes a ASTM A36, "Standard Specification for Structural Steel".

Los pernos estructurales cumplirán con ASTM A307, "Specification for Carbon Steel Bolts and Studs" o A325, "Specification for High-Strength Bolts for Structural Steel Joints". Las tuercas deberán cumplir con ASTM A563, "Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts".

Los pernos de anclaje para edificios, soportes de gasoducto y equipo menor cumplirán con ASTM A307.

Los pernos de anclaje para el equipo mayor, equipo sujeto a cargas dinámicas, y estructuras sujetas a cargas de alta tensión cumplirán con ASTM A193, "Standard Specification for Alloy-Steel Bolting Materials for High-Temperature Service," Grado B7. Las tuercas cumplirán con ASTM A194, "Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High-Pressure and High-Temperature Service," Grado 2H.

Los anclajes tipo cuña de expansión serán Hilti Kwik Bolt II o equivalente. El enrejillado será de Acero Galvanizado W-19-4, (30 mm x 5 mm) con Barras Portantes Serradas (ANSI/NAAMM A-202.1).

El galvanizado (donde se especifique) será de conformidad con lo siguiente:

Acero estructural	ASTM A-123
Pernos, tuercas y arandelas	ASTM A-153, Clase C
Monturas de taller	ASTM A-385

Se utilizará relleno epóxico para asentar equipo giratorio incluyendo bombas e impulsor. El espesor mínimo del relleno epóxico será 40 mm.

Para asentar todo el equipo mayor no giratorio que requiera alineación de precisión, deberá utilizarse relleno de cemento no contraíble o epóxico.

## 6.2. Cargas de Diseño

### 6.2.1. Generalidades

Las siguientes cargas se han considerado para el diseño de estructuras y cimientos de las estaciones:

- Estáticas,
- Vivas,
- Eólicas,
- Dinámicas
- Sísmicas

### 6.2.2. Cargas Estáticas

Una carga estática es el peso de los materiales que forman parte permanente de la estructura y el peso del equipo, tubería, aislamiento, y conduit eléctrico apoyado en la estructura.

El peso de fluidos en tanques y tuberías durante condiciones normales de operación y prueba también deben considerarse como carga estática para la situación de carga particular.

### 6.2.3. Cargas Vivas

Las cargas vivas son las cargas concentradas o distribuidas en forma uniforme del personal, grúa móvil y otras cargas de equipo móvil. Las cargas vivas concentradas y distribuidas serán tal como se indica a continuación:

- Carga viva uniformemente distribuida

Oficina y sala de control	23 kg./m <sup>2</sup>
Plataforma y área de operaciones	45 kg./m <sup>2</sup>
Escalera y pasarela	55 kg./m <sup>2</sup>
Área de almacenamiento dedicada	110 kg./m <sup>2</sup>
Área de proyección horizontal de techo de edificio	10 kg./m <sup>2</sup>

- Carga viva concentrada mínima

piso de edificio portátil (en cualquier punto del piso)	135 kg
travesaño de escalera (en el centro)	225 kg.
área de proceso y patio de materiales	clasificación de de la grúa más impacto de 25%

**6.2.4. Cargas eólicas**

La velocidad de viento básica en cada instalación será tomada en cuenta.

**6.2.5. Cargas dinámicas**

Las cargas dinámicas se definen como fuerzas causadas por equipo que vibra tal como bombas, sopladores, ventiladores y compresores de aire. Dentro de esta definición se incluyen las fuerzas repentinas.

**6.2.6. Cargas sísmicas**

Las cargas sísmicas serán conforme al Código Internacional de Construcción

**6.3. Esfuerzos permisibles**

**6.3.1. Acero**

Los esfuerzos permisibles para el diseño de acero serán conforme al método de esfuerzo permisible en la Especificación de AISC para Edificios de Acero Estructural.

Los esfuerzos unitarios máximos para el diseño de acero pueden aumentarse en 33-1/3% cuando se consideren fuerzas eólicas o sísmicas actuando con las diversas combinaciones de carga, y pueden aumentarse un 20% para la condición de prueba.

**6.3.2. Concreto**

Los esfuerzos permisibles para el diseño de concreto serán de conformidad con ACI 318, Requisitos del Código de Construcción para Concreto Armado. El diseño de resistencia final del concreto deberá usar los factores y combinaciones de carga especificados en el Capítulo 9 de ACI 318.

Para condiciones de operación y prueba, el peso del líquido será considerado como carga viva. Las cargas de fuerza de expansión de tubería serán consideradas como cargas estáticas. Las cargas de vibración e impacto serán consideradas como cargas vivas. Las estructuras de concreto serán podían diseñarse usando el método de diseño alternativo especificado en el Apéndice A de ACI 318.

Para el diseño alternativo, los esfuerzos permisibles máximos considerando viento, sísmico, o prueba pueden aumentarse según se especifica arriba para el diseño de acero.

### **6.3.3. Suelo**

El esfuerzo de carga permisible del suelo no deberá aumentarse para ninguna combinación de cargas.

## **6.4. Preparación del terreno**

### **6.4.1. Generalidades**

La preparación del terreno requerida para el proyecto incluye la estación medidora, los emplazamientos de válvulas de bloqueo de línea principal, la estación de control de presión y las ubicaciones de instalación de trampa de limpiador de lanzador/receptor según se indica en la Sección 2 del presente documento.

La ubicación y arreglo del equipo, edificios, tubería y otras instalaciones se efectuará con plena consideración de la construcción, mantenimiento, conveniencia operativa, y la seguridad. Se deberá considerar espacio para equipo adicional futuro donde sea adecuado.

La disposición en el terreno dará debida consideración a minimizar las necesidades de tubería, conduit y cableado, y cercos.

### **6.4.2. Drenaje**

Los requerimientos de drenaje del terreno y arreglo de tubería dictarán la nivelación del terreno. En general, la nivelación será conforme a la topografía existente, dependiendo del relieve relativo. En las estaciones, el agua pluvial se conducirá por depresiones y zanjas abiertas hacia el patrón de drenaje natural. Cuando sea necesario se proveerán alcantarillas para conducir el flujo bajo caminos y senderos. Las alcantarillas serán de acero corrugado o concreto armado.

La gradiente mínima de depresiones y zanjas será de uno por ciento (1 %).

### **6.4.3. Nivelación y Tratamiento de la Superficie del Área**

La nivelación del terreno incluirá la remoción de todo material orgánico. Los emplazamientos se cubrirán con grava o serán apaisados. Es probable que se requiera relleno y corte adicional para acomodar las modificaciones de estaciones.

En áreas donde los taludes existentes puedan erosionarse, se proveerá enmallado.

Las áreas sujetas de tráfico de operaciones o mantenimiento tendrán una cobertura de piedra chancada compactada. La superficie se dispondrá en forma de un rectángulo que se extienda por lo menos 1.2 metros más allá de la mayor proyección e equipo o tubería.

Las áreas nuevas de piedra chancada tendrán un espesor mínimo de 150 mm. Las áreas previamente cubiertas con piedra deberán recibir una capa adicional de piedra chancada compactada de 40 mm de espesor.

La nivelación final del terreno tendrá una gradiente mínima de 5%. Los edificios y otras instalaciones mantendrán el drenaje positivo hacia fuera de estas estructuras.

#### **6.4.4. Caminos**

El diseño geométrico de los caminos se basará en la “Política de Diseño Geométrico de Carreteras Rurales” de AASHTO. El ancho mínimo será de 5.5 metros y el radio de giro mínimo será de 9 metros. Las rampas tendrán un ancho mínimo de 3.5 metros y una pendiente máxima de 17%. La pendiente de caminos no pasará de 8 %.

La sub-rasante se excavará hasta el suelo sin perturbar y rellenarse con piedra chancada con tamaño máximo de 50 mm compactado a una densidad Proctor de 95 por ciento con un espesor mínimo de 150 mm.

La rasante será de piedra chancada con tamaño máximo de 100 mm, compactada al 85% de densidad relativa según ASTM D4253, “Standard Test Methods for Maximum Index Density de Soils using a Vibratory Table,” y D4254, “Standard Test Methods for Minimum Index Density of Soils and Calculation of Relative Density”.

Los límites de caminos y áreas de estacionamiento se construirán según se indica en el plano de distribución

#### **6.4.5. Cercos y Portones**

El sistema de cercado de seguridad marca el límite visible alrededor de la propiedad.

En el lado de la entrada principal de la instalación se instalará un portón para vehículos de 3.50 metros de ancho y una puerta para peatones. Se instalarán puertas de peatones adicionales como puntos de acceso y escape alternativos.

#### **6.4.6. Sistema Sanitario y de Eliminación de Aguas Servidas**

Las facilidades sanitarias en las estaciones medidoras, la instalación de limpiador y la estación de control de presión consistirán en inodoros portátiles.

### **6.5. Cimientos**

#### **6.5.1. Generalidades**

La selección del tipo de cimiento se basará en las recomendaciones de la investigación de suelos.

Cuando sea posible, el concreto se colocará sobre suelo o roca sin perturbar. Cualquier área sobreexcavada será rellenada con concreto pobre vaciado sobre tierra sin perturbar.

El fondo del concreto no estará a menos de 305 mm por debajo del nivel acabado del terreno, salvo para losas a nivel y mallas de soporte de equipos menores.

El fondo de los cimientos deberá estar mínimo a 150 mm debajo de tubería adyacente para evitar el socavamiento. Este mínimo no rige para losas y vigas a nivel.

La parte superior del concreto o del relleno de cemento estará como mínimo a 230 mm por encima del nivel acabado del terreno, excepto cuando los requisitos del equipo especial lo exijan de otro modo.

El equipo montado en patines estará apoyado en zapatas de tope o losas (cuando sea estructuralmente aceptable).

El espesor mínimo de los elementos de concreto será el que se indica a continuación:

Losa a nivel	150 mm
Pilares	305 mm
Zapatas	305 mm
Bases de apoyo de equipo giratorio	405 mm
Otras bases	305 mm
Losas, techos, pisos elevados de concreto	100 mm

Cuando se requiere el movimiento libre del equipo, como en las placas deslizantes, el diseño del cimiento será tal que el índice de fricción acero a concreto no sea mayor de 0.5. Cuando sea necesario, se proveerán placas portantes de acero para mejorar el movimiento. El índice de fricción acero con acero no será mayor de 0.3.

#### **6.5.2. Factores de seguridad**

El factor de seguridad mínimo contra derribamiento será 1.5 para combinaciones de carga que consideren cargas eólicas, sísmicas y térmicas de tubería. Para otras condiciones, el factor de seguridad mínimo contra derribamiento será 2.0. El factor de seguridad contra deslizamiento será 1.5.18

#### **6.5.3. Cimientos Misceláneos**

Se usarán cimientos de concreto para todo el equipo, tubería sobre el terreno, válvulas, etc. Se utilizarán escaleras, plataformas y marcos de acero estructural cuando el acceso a nivel del terreno para el equipo sea insuficiente.

#### **6.5.4. Pernos de Anclaje**

Se usará pernos de anclaje con manguitos para tanques y demás equipo mayor.

Se usará pernos de anclaje sin manguitos, anclajes tipo perforación y relleno, o anclajes tipo cuña de expansión para el equipo menor, abrazaderas de tubo, y plataformas de escalera.

Puede usarse ganchos de anclaje para equipo de proceso no vibratorio e instalaciones que no son de proceso tales alojamientos montados en patín.

Los pernos se diseñarán para soportar fuerzas estáticas y dinámicas verticales y horizontales.

## 6.6. Estructuras

### 6.6.1. Edificios

Los edificios serán metálicos prefabricados.

### 6.6.2. Acero Misceláneo

Se proveerá marcos de soporte de acero para bandejas de cable eléctrico, ducto eléctrico, tubería, instalaciones de manipuleo de chanco, y demás equipo misceláneo que sea requerido. El acero misceláneo incluirá rejillas, plancha de piso, pasarelas de acero, y escaleras.

### 6.6.3. Pintura

Se preparará un programa de pintado que incluya pinturas específicas para aplicarse como imprimantes y capas superiores a las superficies de todas las instalaciones que van a pintarse, incluyendo la tubería.

## 7. DISEÑO DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

### 7.1. Generalidades

Se usarán los siguientes conceptos de diseño general para toda la instrumentación principal:

- Los instrumentos situados al aire libre deberán especificarse para rango de ambiente total (se usará cubierta de protección de instrumento contra el clima):

Temperatura: -10 °C a +50 °C  
HR 10 a 95%

- Los instrumentos de fuerza serán especificados para -10 °C hasta el rango de ambiente máximo:

Temperatura: -10 C a +50 C  
HR 10 a 95%

- Los instrumentos se especificarán a la clasificación del área particular.
- El diseño de repuestos será normalmente tal como se indica a continuación:

Espacio de tablero 20%  
Conductores 1 par o 20%  
Terminales 20%  
Artículos a granel 1 unidad o 20%

- Los indicadores y transmisores deberán mostrar/transmitir el valor de variable de proceso normal entre 30% y 70% del rango estándar del fabricante del indicador o transmisor.
- Los indicadores de proceso tendrán 115 mm ó 125 mm de diámetro. Todos los indicadores estarán llenados con líquido y tendrán escalas tanto en psi como en bar.
- La precisión de los instrumentos se especificará tal como se indica a continuación:

Indicadores 1% de la escala completa  
 Transmisores remotos Según hoja de datos

- Los contactos de interruptor estarán herméticamente sellados y clasificados para cumplir con la aplicación. La lógica de interruptor será a prueba de fallas.
- La clasificación de cajas para instrumentos de campo será NEMA 4 y/o 7, o según sea requerido por la Clasificación de Área Eléctrica.
- Los materiales de proceso deberán especificarse tal como se indica a continuación, salvo que el estándar del fabricante sea superior:

Cuerpo del instrumento	Acero al carbono WCB
Sensor	Acero inoxidable 316
Piezas móviles	Acero inoxidable 316
Piezas sujetas a erosión	Acero inoxidable 416
Piezas suaves	Teflón

- Todas las instalaciones del gasoducto incluirán un generador termoeléctrico (GTE) para generar los 24 VCC primarios. Se proveerá de un sistema de batería de reserva para operar toda la instrumentación, controladores, computadores de flujo y equipo de comunicaciones de fibra óptica durante ocho (8) en caso que falle el generador de 24 VCC primario.
- Los instrumentos que requieran calibración se instalarán a 1.2 metros sobre el nivel del suelo, salvo que haya otro acceso razonable disponible.
- Se prefiere un Controlador Lógico Programable (CLP) para el cómputo de monitoreo, control y flujo de las instalaciones del gasoducto. Los computadores de flujo serán se proveerán e instalarán conforme a los requisitos del Informe 9 de AGA. La lógica de control de CLP se diseñará como “a prueba de fallas”. El contacto de entrada del interruptor de alarma se abrirá en la alarma, y los relés se desenergizarán para alarma o parada. El CLP incluirá funciones de control de bucle PID para controlar la presión de descarga en la estación reductora de presión.

**7.2. Los flujómetros deberán diseñarse y seleccionarse tal como se indica a continuación:**

Se utilizará dispositivos por ultrasonido de medición de flujo para la medición de transferencia de custodia del flujo del gasoducto en las estaciones medidoras de transferencia de custodia. Los flujómetros se suministrarán e instalarán según los requisitos del Informe 9 de AGA.

**7.3. Instrumentos de Temperatura**

Los siguientes conceptos de diseño deberán utilizarse para los instrumentos de temperatura:

El diseño de pozo térmico normal será ¾” proceso x ½” interno, cónico de acero inoxidable 316.

Se usarán transmisores (4 - 20 mA) con RTD de platino de 100 ohmios para los tramos de línea y de medición.

**7.4. Instrumentos de Presión**

El tipo de instrumento de presión será transmisor inteligente con capacidad de calibración de señal analógica de 4-20 mA y del rango cero, adecuado para Clase I, Gr. C, D, Div. 1 y conduit eléctrico de ½”-14 NPT.

La clasificación del material y brida del transmisor de presión estará acorde con las condiciones de diseño y operación y con la clasificación del tanque o tubería. Todas las piezas mojadas serán de acero inoxidable.

La exactitud del instrumento será 0.05% o mayor con capacidad de rango 100:1. El efecto de vibración será menor de 0.1% al probarse con un nivel de vibración alto (10-60 Hz, 0.21 mm de desplazamiento de amplitud pico por 60 – 2000 Hz, 3g.).

Los indicadores de presión tendrán válvulas de bloqueo y de purga, 1% de rango de exactitud o superior, conexión de 13 mm, carátula de 115 mm ó 155 mm con protección de explosión, y material de acero inoxidable para el tubo Bourdon y piezas mojadas.

#### **7.5. Sistema de Parada de Emergencia (PDE)**

El Sistema de Parada de Emergencia (PDE) será un sistema físicamente cableado de 24 VCC.

Una PDE deberá cerrar de inmediato las válvulas de aislamiento de PDE de la instalación. Una PDE se genera cuando es peligroso que la estación siga operando (incendio, nivel de gas alto, etc.).

Una PDE puede iniciarse por:

El Sistema de Control/SCADA del Gasoducto Accionamiento del botón eléctrico de PDE. Detección de incendio

Concentración de gas combustible de 50% o más del límite inferior de explosión (LIE); un LIE de 25% sólo genera una alarma.

En la puerta principal deberá instalarse un botón de PDE.

#### **7.6. Tableros de Control**

El diseño de los Tableros de Control se basará en los siguientes requisitos:

Los recintos serán sólo de acceso frontal, con clasificación NEMA 4 y/o 7, o según lo requiera la Clasificación del Área Eléctrica.

El método preferido de montaje será rieles DIN (terminales, relés). Mantener un mínimo de 75 mm entre la unidad de tablero y los terminales. Diodos instalados con polarización inversa en todas las bobinas de relé de 24 VCC.

#### **7.7. Sistema SCADA**

La totalidad de operaciones del gasoducto serán monitoreadas y controladas desde la ubicación central en la sala de control de la Planta de GNL. El sistema se diseñará, programará, suministrará e instalará como un Sistema Computarizado de Estación Maestra SCADA (SCEMS). El SCEMS se diseñará para un nuevo gasoducto de gas natural.

Se diseñará, programará, suministrará e instalará un sistema de respaldo al SCEMS primario. El Sistema Computarizado de Estación Maestra de SCADA de respaldo incluirá un subconjunto del equipo abajo indicado para el SCEMS primario.

Las descripciones incluidas en estas bases del diseño tienen la finalidad de proveer información suficiente para determinar qué está incluido en el SCEMS. En esta descripción no se incluyen componentes y detalles específicos para un sistema operativo completo de SCEMS.

El SCEMS incluirá equipo y software estándares de venta normal. Estos productos deberán estar en producción actual y representar tecnología al día.

El SCEMS estará situado en la sala de control central con calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC por sus siglas en inglés), y suministro de fuerza estándar de 120VCA disponible en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita.

Se suministrarán las siguientes estaciones de trabajo de SCEMS:

- tres (3) controladores de gas,
- una (1) para detección de fallas y mantenimiento remoto,
- una (1) administrativa como número mínimo de computadoras de estación de trabajo (nodos)
- dos (2) nodos de escrutinio maestro de SCADA que se comunican vía una Red de Área Local (LAN, por sus siglas en inglés) para monitorear y controlar todas las operaciones del gasoducto.
- Un (1) monitor de pantalla ancha para exhibir todas o algunas ubicaciones

Todos son nodos LAN configurados con:

- Computador PC/Servidor,
- Sistema operativo MS WINDOWS XP Profesional,
- Pantalla de vídeo,
- teclado
- dispositivo indicador

El SCEMS incluirá todo el equipo, software y protocolo de comunicación de interfaz para comunicación de SCADA con el Computador de Flujo en la estación medidora de transferencia de custodia, el PLC en la estación de control de presión, los RTU (Terminales Remotos) de todas las válvulas de bloqueo de línea principal a lo largo del sistema de gasoducto, los Computadores de Flujo en las dos estaciones medidoras de transferencia de custodia de cruce y con la estación medidora de transferencia de custodia en la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita. El protocolo de comunicación de SCADA será un protocolo ampliamente utilizado tal como MODBUS+ o equivalente, y no se utilizarán más de dos (2) protocolos en todo el sistema.

La interfaz del sistema SCADA requerida para las nuevas instalaciones incluye Terminales Remotos, generadores termoeléctricos, y cable de fibra óptica a lo largo de toda la línea para conectar cada nuevo emplazamiento de válvula, ubicación de lanzador y receptor, estación de control de presión, y estaciones medidoras. Aproximadamente 408 km de cable de fibra óptica se instalarán contiguos al nuevo gasoducto. El cable de fibra óptica se instalará con un esquema de protección adecuado para la topología del sistema, de manera que si se produce una rotura de fibra, los multiplexores tengan inteligencia para pasar los datos por una ruta de fibra alterna ó enlace satelital sin interrupción (ver Plano No. 1270-D-IN-600-0101 en el Apéndice).

### 7.7.1. Configuración de Nodo de SCEMS

Los nodos de operador de SCEMS serán idénticos y configurados con un computador, pantalla de vídeo, teclado, dispositivo indicador e impresora. Los nodos de operador incluyen todo el equipo de interfaz LAN de SCEMS necesario, equipo de puerto de comunicación serial, software de aplicaciones e interfaz de comunicaciones para acceso de base de datos en tiempo real desde los nodos de escrutinio maestro.

Los nodos de operador se configurarán, como mínimo, con un juego completo de pantallas de sistema SCADA para todas las estaciones y se conectarán al nodo de escrutinio maestro para todos los datos en tiempo real, y comandos de control e ingreso de datos para las pantallas activas.

El nodo de detección de fugas y modelado de gasoducto se configurará además con el software de Sistema de Detección de Fugas (SDF) para detección de fugas del gasoducto.

El nodo de operador de mantenimiento remoto y detección de fallas permitirá que el nodo funcione como terminal de programación con las mismas capacidades de edición, bajada y depuración igual que si estuviera conectado físicamente al PLC, computador de flujo o Terminal Remoto de la estación.

El SCEMS tendrá dos (2) nodos maestros de SCADA dedicados a escrutar continuamente todos los datos, estado e información de alarma de la estación de gasoducto y proveer una base de datos en tiempo real para acceso de todos los nodos de operador. Uno de los nodos maestros de SCADA será seleccionado para escrutinio y el otro será de reserva (reserva caliente), con actualizaciones de base datos de tiempo real enviadas desde el nodo de escrutinio a través de un puerto de comunicación independiente en ambos nodos. El nodo de reserva caliente verificará continuamente al nodo de escrutinio y comprobará su operación correcta y, si el nodo de escrutinio no responde correctamente, indicando una falla, entonces el de reserva caliente asumirá control como nodo de escrutinio y cambiar la interfaz de red de comunicación del Sistema SCADA.

Los nodos maestros de SCEMS (escrutinio y respaldo) proveen la base de datos de SCADA en tiempo real, de datos obtenidos del SCE en todas las estaciones, para todos los nodos de operador de SCEMS. Los nodos maestros de SCADA serán configurados con las funciones completas del Sistema SCADA para iniciar todo el comando de control e ingreso de datos, proveer pantallas de LCD gráficas y tabulares para todas las estaciones, y proveer obtención de datos, alarmas, logueo, gráficos, tendencias de tiempo real, tendencias históricas y revisión de datos históricos. La aplicación de tendencias históricas tendrá una tasa de muestreo y banda muerta seleccionable para cada valor de dato con tendencia y período de tiempo seleccionable para retención de datos.

Los nodos de escrutinio y reserva caliente maestros de SCEMS están conformados por un computador, pantalla de vídeo, teclado, dispositivo indicador e impresora. Los nodos de escrutinio y reserva caliente maestros de SCEMS incluirán el equipo de interfaz LAN, software y protocolos de

comunicaciones necesarios para proveer acceso de base de datos en tiempo real por cualquiera de los nodos de operador de SCEMS.

Los nodos de escrutinio y reserva caliente maestros de SCEMS también incluirán equipo de puerto independiente de comunicación, software de aplicaciones y protocolo de comunicaciones para escrutinio del Sistema SCADA de datos de estaciones, datos de computador de flujo, estado y alarmas de todas las estaciones y enviar comandos y datos ingresados por el operador a todas las estaciones.

La red de comunicaciones primaria del Sistema SCADA a todas las estaciones estará separada de la otra red de comunicaciones. El protocolo de comunicación requerido del Sistema SCADA será un protocolo ampliamente utilizado y eficiente tal como MODBUS+ o equivalente y en todo el sistema no deberán utilizarse más de dos (2) protocolos.

El sistema de comunicaciones consistirá, como mínimo, de teléfonos “calientes” en todos los emplazamientos y ser capaz de utilizar el sistema de fibra óptica para conectarse al sistema telefónico local situado en el emplazamiento de la Planta de Liquefacción de Pampa Melchorita. Este sistema de comunicaciones permitirá al personal de cualquier ubicación el acceso tanto al servicio telefónico local como al servicio de Internet/correo electrónico.

#### **7.7.2. Válvulas de Bloqueo de Línea Principal (VLP's)**

El equipo de comunicaciones de cable de fibra óptica y Terminales Remotos de válvula de bloqueo de línea principal, proveen la interfaz de comunicación del Sistema SCADA (utilizando el protocolo MODBUS+ o equivalente del Sistema SCADA) para obtener datos, estado e información de alarma y aceptar comandos de apertura y cierra a cada válvula. Los datos incluirán presión, temperatura y posición de válvula. El Terminal Remoto de la VLP opera con fuerza termoeléctrica generada de 24VCC y provee respaldo de batería para un mínimo de ocho (8) horas después de una falla de fuerza termoeléctrica primaria.

Para fines de detección de fuga, los RTU se programarán para iniciar un comando de cierre en las tasas de baja presión y alta presión de los puntos establecidos de cambio.

#### **7.7.3. Seguridad**

Deberá instalarse una cámara de vídeo de vigilancia en la estación medidora (km 0), en la instalación de trampa de limpiador (km. 138), en la estación de control de presión (km 243), en la medición de cruce de Pisco (km 349), y en la medición de cruce de Pampa Melchorita (km. 406).

El monitoreo de vigilancia de vídeo será visible mediante la conexión de fibra óptica SCADA o el sistema de respaldo satelital.

## 8. DISEÑO ELÉCTRICO

### 8.1. Clasificación de Área Eléctrica

Los planos de clasificación de área eléctrica peligrosa serán preparados utilizando los códigos y normas mencionados en la Sección 3.3, principalmente:

- Código Eléctrico Nacional (NFPA(70)
- Clasificación de Ubicaciones para Instalaciones Eléctricas en Plantas de Petróleo (API 500)

### 8.2. Fuerza Principal

La fuente de fuerza principal para la estación medidora, las estaciones de válvula de línea principal y las ubicaciones de receptor/lanzador serán los generadores termoeléctricos (GTE). El voltaje de los generadores será 24VCC.

#### 8.2.1. Sistema de Distribución Eléctrica

Se usarán los niveles siguientes en la estación medidora, estación de control de presión, emplazamientos de válvula de bloqueo de línea principal e instalaciones de lanzador/receptor:

24 VCC, sin conexión a tierra (para control, seguridad, comunicación e instrumentación), cable blindado con blindaje a tierra sólo en un extremo.

#### 8.2.2. Fuerza Eléctrica de reserva

Se proveerá de baterías de respaldo para los sistemas de generador termoeléctrico. Las baterías deben dimensionarse para operar el sistema durante 8 horas.

### 8.3. Métodos de cableado

En general, la instalación eléctrica será con alambres de un solo conductor y bandeja multi-conductor con el cable insertado en conduit, salvo que se indique otra cosa. Cable armado/enfundado Teck-90 puede usarse en ubicaciones de División 1 y 2, colocado en bandeja de cable o enterrado directamente.

#### 8.3.1. Conduit

El conduit será de acero rígido galvanizado. Todo el conduit dentro de los emplazamientos será de acero rígido galvanizado y, si está bajo el nivel del terreno, estará revestido de PVC con un recubrimiento interior de poliuretano rojo. El tamaño mínimo del conduit será de 20 mm sobre el terreno y 25 mm bajo el terreno. Los tramos cortos de conduit sobre el nivel del terreno y el conduit flexible hermético en los instrumentos pueden ser de tamaño comercial de 10 mm. Se instalarán accesorios de sellado en el conduit según sea exigido por NEC para lugares peligrosos.

#### 8.3.2. Tubo Metálico Eléctrico (TME)

El conduit de TME será aceptable en el edificio de fuerza y salas de control solamente para iluminación y circuitos de fuerza de 120VCA. Dimensiones: 12 mm a 50 mm.

### 8.3.3. Conduit de repuesto

Se instalará aproximadamente 20% de tramos y terminales de conduit de repuesto para considerar la ampliación futura identificada. En los tramos elevados con acceso adecuado no se necesitarán repuestos.

### 8.3.4. Bandejas de cable:

Las bandejas de cable serán canales de aluminio del tipo de fondo ventilado. Cuando en una bandeja se instalen cables de fuerza y de control, se instalará una barrera/división de metal. En general, las bandejas de cable se limitarán a uso bajo techo; cuando se usen al aire libre, se instalarán cubiertas.

## 8.4. Alambres y cables

Todos los alambres y cables de campo serán conductores de cobre trenzado según ANSI C33-80, con aislamiento de 600 voltios. El tamaño de alambre será conforme a NFPA-70, con los tamaños mínimos siguientes:

Fuerza	#12 AWG
Señal discreta	#14 AWG
Señal analógica	#16 AWG (#18 AWG en multi-par/triada)

El alambrado de control será de conductor múltiple a los dispositivos finales. El alambrado de señal analógica será pares individuales (o triadas) con blindajes individuales a los dispositivos discretos. El tendido de cable de conductor múltiple a cajas de empalme de campo centralizadas es deseable.

Todo el cableado de señal y control deberá ser enrutado por conduit separado del cableado de fuerza. Se proveerán charolas separadas para los circuitos de CC y CA. En general, se proveerán 20% o 1 par de conductores de repuesto como mínimo en todos los tramos de conduit para instrumentación y control. No se proveerán repuestos para distribución de fuerza.

Las propiedades del alambre y cable serán tal como se indica a continuación:

- Cable de fuerza o control (un solo conductor):  
Aislamiento de cloruro de polivinilo (PVC) con funda de nylon, clasificación UL, tipo THHN/THWN, 75/90oC (húmedo/seco), 600V.
- Cable de Bandeja de Fuerza (conductor múltiple con tierra):  
Aislamiento de cloruro de polivinilo (PVC) con funda de nylon, clasificación UL, tipo TC-THHN/THWN, 75/90oC (húmedo/seco), 600V, identificación de conductor según el método 4 de ICEA (negro con números a color).
- Cable Teck-90 (conductor múltiple con tierra):  
Conductores de cobre trenzado, aislamiento de polietileno cruzado (XLPE), 90°C (y clasificación de baja temperatura de -40oC), 600V; con código de color o identificación de conductor según norma del fabricante (negro con números a color); blindaje de acero galvanizado y funda de cable de PVC negro retardante de fuego (FR) clasificada para 90°C (y con clasificación de baja temperatura de -40oC). Los cables Teck-90 serán aprobados para uso en lugares peligrosos, con accesorios de sellado aprobados, iguales a "Perfit".

- Cable de bandeja de control (conductor múltiple):  
Aislamiento de cloruro de polivinilo (PVC) con funda de nylon, clasificación UL, THHN/THWN, 75/90oC (húmedo/seco), 600V, código de color según método 1 de ICEA, tabla K2 (sin blanco ni verde). Funda de cable de PVC, tipo TC.
- Cable de bandeja de instrumento (par simple/triada), conductores #16:  
Aislamiento de polietileno cruzado (XLP), clasificación UL, XHHW-2, 90oC (húmedo o seco), 600V, código de color según método 1, tabla K1 de ICEA, blindaje de aluminio-mylar y alambre de drenado, funda de cable CPE tipo TC.
- Cable de bandeja de instrumento (par múltiple/triada):  
Conductores #16 y #18, aislamiento de polietileno cruzado (XLP), clasificación UL, XHHW-2, 90oC (húmedo o seco), 600V, blindaje individual de aluminio-mylar y alambre de drenado, pares numerados blanco/negro (y tercer conductor rojo en triadas), blindaje de cinta aluminio-mylar en todo el cable con alambre de drenado, funda de cable de PVC, tipo TC.

## 8.5. Protección de Puesta a Tierra y Contra Rayos

### 8.5.1. Generalidades

Un sistema de red de puesta a tierra se instalará para dar protección contra fallas del equipo eléctrico, sobretensión por rayos, supresión de ruido y drenado de electricidad estática. Todo equipo con potencial para energizarse eléctricamente como resultado de estas condiciones será conectado a tierra.

En general, esto incluirá:

- edificios y estructuras metálicas
- cajas y conduit de equipo eléctrico
- marcos de equipo mecánico
- tubería y patines de proceso,
- válvulas con accionadores
- postes de iluminación.

Se instalará una red de puesta a tierra consistente en un número suficiente de varillas de tierra interconectadas con alambre de tierra aislado, para proveer una resistencia de 5 ohmios o menos a tierra.

### 8.5.2. Puesta a Tierra

Las varillas serán de 20 mm de diámetro por 3 metros de largo, de acero forrado con cobre o acero galvanizado (basado en los resultados del estudio de protección catódica). Los cables de interconexión serán alambre trenzado aislado de cobre, mínimo #2/0 AWG. El alambre de conexión a tierra para todo el equipo será dimensionado conforme a NFPA 70, pero tendrá un tamaño mínimo de #4 AWG para integridad mecánica.

Todas las conexiones subterráneas se harán con el método de soldadura exotérmica, "Cadweld" o equivalente. Todas las conexiones a las varillas de tierra se harán en pozos de tierra hechos con un tubo de PVC cédula 40, de 0.9 metros de largo por 255 mm de diámetro, las tapas serán de polietileno sólido de 50 mm de espesor con la leyenda "Pozo de tierra" en letras grabadas o moldeadas de 20 mm de alto. Las conexiones encima

del terreno al equipo serán postes “Servit” Burndy o lengüetas de compresión “Hylug” Burndy, empernadas con pernos, tuercas y arandelas de seguridad de acero inoxidable.

#### **8.5.3. Puesta a Tierra de Sub Estaciones Eléctricas**

Los neutros de transformador y barras de tierra de tableros serán conectados a la red de puesta a tierra.

#### **8.5.4. Protección Contra Rayos**

Todas las estructuras de edificios y estructuras de acero grandes serán conectadas a la red de tierra en 2 o más lugares. Todos los edificios tendrán instalados sistemas de protección contra rayos, conforme a NFPA 96, Código de Protección contra Rayos.

#### **8.5.5. Otras instalaciones**

El cerco perimétrico de la estación estará conectado a tierra a intervalos mínimos de 15 metros así como los portones de ingreso. Las líneas de fuerza elevadas que crucen el cerco requerirán que el cerco esté conectado a tierra a ambos lados del cruce.

Los tableros de control tendrán una barra de tierra de señal aislada conectada por alambre de tierra a una cama de aterramiento dedicada de señal de 3 varillas. La varilla de tierra de señal se conectará a la red de aterramiento de la estación. Los conductores de tierra para los sistemas de tierra separados tendrán aislamiento para 600V (THWN), color verde con punteado o banda amarilla.

### **8.6. Iluminación de emplazamiento**

Debido a la carencia de suministro de fuerza fuera del emplazamiento y la limitación de las unidades de GTE, la mayoría de emplazamientos no contarán con iluminación exterior fija. En caso de que haya suministro de fuerza disponible fuera del emplazamiento, se proporcionará alumbrado exterior como sigue:

Las luminarias exteriores deberán ser de 250 vatios HPS con regulador de terminales múltiples (120 a 480 voltios), montadas en postes de 7.50 metros. Los postes serán abisagrados para permitir bajar las luminarias para mantenimiento. Puede usarse luminarias instaladas en montantes cuando los reflectores no sean prácticos. La iluminación del emplazamiento y luces exteriores de edificios serán encendidos y apagados mediante contactores controlados por fotocelda situados en el edificio de control; el contactor tendrá interruptor H-O-A en la puerta de la caja.

Los siguientes niveles de pie-candela (cd-p) de iluminación deberán proveerse a nivel del terreno en el área del emplazamiento:

- Senderos y parqueos 2 cd-p
- Áreas de trabajo de equipo 5 cd-p

### **8.7. Edificio de medidor**

En caso de que haya suministro de fuerza disponible fuera del emplazamiento, el interior de las áreas de edificio terminadas deberá iluminarse con luminarias fluorescentes de 120V.

Proveer los siguientes niveles de iluminación a una altura de 0.90 metros en los edificios:

- Oficina 30 cd-p
- Área de medidor 50 cd-p

La iluminación interior del edificio será controlada por interruptor.

Todos los edificios tendrán unidades de iluminación de emergencia a batería con luces de salida integrales instaladas sobre las puertas de salida para permitir retirarse del edificio durante fallas de suministro (según NFPA 101). Las unidades tendrán (2) cabezales de lámpara halógena y letras rojas de "SALIDA" en una plantilla blanca (o según sea requerido por los reglamentos locales). Se proveerá un dispositivo de corte/desconexión de batería baja a fin de que las baterías no se dañen durante una falla de suministro que dure más de 90 minutos, o mientras la batería está almacenada antes de su instalación.

**8.8. Tableros de distribución (cuando haya disponibilidad de suministro comercial):**

Los tableros serán de 120/240 VCA, monofásicos, 60 Hz, 3 conductores.

**8.9. Suministro de Fuerza Ininterrumpible (UPS)**

El sistema UPS incluirá un cargador de batería y unidad de mini-UPS con gabinete de batería aparte. El sistema será instalado en el edificio de control y conectarse a un tablero de distribución de 60 amp y 12 polos mediante un interruptor de derivación.

El UPS atenderá todas las cargas esenciales, incluyendo el tablero de control de la estación, la repisa de SCADA, el PLC, computadores de estación, sistema de seguridad, sistema de PDE, y el sistema de comunicación. El sistema será dimensionado para proporcionar 8 horas de fuerza de reserva para las cargas especificadas.

**8.10. Prevención de corrosión/Protección catódica**

El estudio de protección catódica se realizará y formará la base del diseño del sistema de protección catódica. La tubería subterránea será revestida y protegida catódicamente conforme a la Práctica Recomendada de NACE RP0169-92, "Control de Corrosión Exterior en Sistemas de Tubería Metálica Subterránea o Sumergida."

**9. PLAN DE GESTIÓN DE CALIDAD**

Deberá prepararse un Plan de Gestión de Calidad para encargarse de la fabricación de tubería y equipo requerido para el sistema del gasoducto. El Plan de Gestión de Calidad definirá también los requisitos de construcción, instalación y mantenimiento del sistema del gasoducto.

## ANEXO 3

### SITUACIÓN DEL PROYECTO AL 26 DE JUNIO DE 2009

PERÚ LNG ha designado a la empresa Techint Internacional para la ejecución de la ingeniería, procura, construcción y puesta en operación del Proyecto:

Al 26 de junio de 2009, el avance de las actividades del Proyecto es el siguiente:

FASE DE LA CONSTRUCCION	PROGRESO	
	KM	%
Apertura DdV (Row Clearing & Grading)	393.5 km	96.4%
Zanja (Trenching)	307.4 km	75.3%
Desfile (Stringing)	358.4 km	87.8%
Soldadura (Welding)	332.5 km	81.5%
Bajada (Pipe lowering In)	291.3 km	71.4%
Tapada (Backfilling)	278.6 km	68.3%
Prueba Hidrostática (Hydrostatic Test)	181.2 km	44.4%
Pasaje de raspatubo (Caliper pig)	0 km	0%
Restauración (Restoration)	166.5 km	40.8%