

**ADENDA No. 1
CONVOCATORIA PÚBLICA UPME GN No. 01 – 2020**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA
SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE
ALMACENAMIENTO DE GNL, REGASIFICACIÓN, TRANSPORTE DE GAS NATURAL
Y SERVICIOS ASOCIADOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN DE GAS
DEL PACÍFICO**

Se advierte a los participantes que las modificaciones introducidas solo afectan los aspectos que se consignan en la presente Adenda; por lo tanto, las materias, capítulos, requisitos, anexos y documentos que no se mencionan expresamente, quedan iguales a la forma en que fueron plasmados en los Documentos de Selección del Inversionista, incluyendo sus anexos.

Las modificaciones contenidas en este documento tienen su fundamento jurídico en el numeral 3.8 de los Documentos de Selección del Inversionista, incluidos sus formatos y sus anexos.

De acuerdo con lo anterior, a continuación, se introducen las siguientes modificaciones a los documentos publicados el 29 de octubre de 2020:

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA – DSI

1. Numeral 1.1. Términos y Expresiones. Por medio de la presente Adenda se modifican las siguientes definiciones que constan en el numeral 1.1 de los DSI:

1.1. La definición de “Fecha de Puesta en Operación” queda de la siguiente manera:

*“(...) **“Fecha de Puesta en Operación”**: es la definida en el numeral 2.2 de los presentes Documentos de Selección del Inversionista.(...)”*

1.2. Se suprime la definición de “Fecha Real de Puesta en Operación”.
La definición de “Gasoducto Buenaventura-Yumbo” quedará así:

*“(...)” **“Gasoducto Buenaventura – Yumbo”**: es la infraestructura necesaria para recibir, transportar y entregar gas natural desde la Planta de Regasificación ubicada en el límite geopolítico del municipio de Buenaventura, hasta un punto cualquiera de*

entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en un tramo que llegue al municipio de Yumbo, Valle del Cauca.(...)

- 1.3.** La definición de “Ingreso Anual Esperado Ofertado” quedará así:

*“(...) **“Ingreso Anual Esperado Ofertado” o “IAEO”**: es la remuneración anual propuesta por cada Proponente para el desarrollo y ejecución del Proyecto en los términos de estos DSI. La CREG mediante la Resolución 107 de 2017 fijó los límites y las condiciones para establecer el monto del ingreso esperado por cada uno de los años del Período Estándar de Pagos, al igual que la Tasa de Descuento con la que se calculará su valor presente neto.(...)”*

- 1.4.** La definición de “Valor de la Oferta” queda de la siguiente manera:

*“(...) **“Valor de la Oferta”**: Es, para cada Proponente, el valor calculado por la UPME como el valor presente de la serie de valores anuales del IAEO incluido en la Propuesta Económica, para lo cual se utilizará la tasa de descuento y el perfil de pagos de que trata la Resolución 107 de 2017 o aquella que lo modifique, aclare o adicione. Cada Proponente deber presentar un IAEO para la Planta de Regasificación del Pacífico y un IAEO para el Gasoducto Buenaventura – Yumbo. El Valor de la Oferta corresponderá a la sumatoria del valor presente neto de estos dos IAEO. (...)”*

- 2. Numeral 2.2- Fecha de Puesta en Operación del Proyecto.** Se elimina la expresión duplicada “La fecha” en el primer párrafo de esta sección, el cual quedará de la siguiente manera:

*“(...) De acuerdo con lo establecido en la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020 la Fecha de Puesta en Operación del Proyecto será **58 meses contados a partir de la selección del Inversionista del Proyecto** y la Fecha Anticipada de Puesta en Operación no podrá ser posterior a **diciembre de 2024**. (...)”*

- 3. Numeral 3- ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA.** La sección introductoria al Numeral 3 de los DSI se modifica en su totalidad por el siguiente texto:

“(...) 3. ESTRUCTURA GENERAL DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA PARA LA SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

Con base en la información de las Propuestas recibidas, la UPME seleccionará aquel Proponente que, cumpliendo con todos los requisitos y exigencias técnicas previstas en los Documentos de Selección del Inversionista, haya presentado la Propuesta para asumir el Proyecto en su integridad y haya presentado el Menor Valor de la Oferta a través de la Plataforma Tecnológica dispuesta por la UPME para tal fin.

La CREG podrá, pero no estará obligada a, establecer el Valor Máximo de Adjudicación. En esos eventos y sin perjuicio de las demás condiciones establecidas en estos DSI y en la Normatividad Aplicable, la validez de la propuesta estará condicionada a que el Menor Valor de la Oferta se encuentre por debajo de dicho valor.

Una vez verificado lo anterior, y como consecuencia de ser Adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, con sujeción al cumplimiento de los requisitos establecidos en estos DSI y en la Normatividad Aplicable, el derecho que adquirirá el Inversionista será a que la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante Resolución, le oficialice el Ingreso Anual Esperado, en los términos previstos en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017, y sus modificaciones, salvo los casos de reserva de la CREG en atención a lo establecido en el parágrafo 2 del artículo 16 de la resolución CREG 107 de 2017.

Para tener derecho a recibir el Ingreso Anual Esperado se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- (a) El Inversionista deberá cumplir con lo previsto en las Disposiciones Aplicables y en la Resolución de la CREG que oficialice el Ingreso Anual Esperado.*
- (b) Sujeto a lo previsto en la sección 8.3.8, el Inversionista deberá haber construido y puesto en operación la totalidad del Proyecto, el cual deberá estar conectado al Sistema Nacional de Transporte, o implementado las alternativas temporales para la prestación de los Servicios Asociados al Proyecto en los términos del numeral 2.1, literal (e) del Anexo 1; todo lo anterior, de acuerdo con las especificaciones técnicas requeridas para el desarrollo del Proyecto, incluidas las del Anexo No. 1, el Plan de Calidad y el cronograma presentados como parte integrante de su Propuesta para la presente Convocatoria Pública.*
- (c) El Inversionista deberá estar constituido como una empresa de servicios públicos domiciliarios en los términos establecidos en la Ley 142 de 1994.*

El Proyecto contará con un Auditor, cuyo costo será asumido por el Adjudicatario. El Auditor tendrá las funciones establecidas en la Normatividad Aplicable y en el

Contrato de Auditoría. El nombre del Auditor y el costo de dicha auditoría serán informado por la UPME previamente a la Presentación de la Propuesta a través de la página web.

El Inversionista ejecutará la totalidad del Proyecto por su exclusiva cuenta y riesgo. La selección del Inversionista que ejecute el Proyecto no implica ningún tipo de asunción de obligación, responsabilidad o riesgo por parte de la UPME, el MME o cualquier otra entidad estatal ante el Inversionista o terceros.

De conformidad con lo anterior, el Adjudicatario mantendrá indemne a la Nación - Ministerio de Minas y Energía y a la UPME contra todo reclamo, demanda, acción legal, y costos que puedan causarse o surgir por daños o lesiones a personas o bienes, ocasionados durante la construcción, ejecución, operación, mantenimiento y, en general, todas las actividades que realice el Inversionista en relación con el Proyecto. (...)

- 4. Sección 4- Cronograma del proceso.** El cronograma del proceso correspondiente a las actuaciones posteriores a la selección del Inversionista se modifica, y quedará de la siguiente manera:

“(…)

CRONOGRAMA CONVOCATORIA UPME GN 01-2020 ACTUACIONES POSTERIORES A LA SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA		
EVENTO		FECHA
1.	Firma del Contrato de Fiducia y constitución del patrimonio autónomo.	Dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la Adjudicación
2.	Firma del Contrato de Auditoría	Dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la Adjudicación
3.	Entrega del Adjudicatario al Auditor del cronograma y de la curva S de desarrollo de la etapa de construcción del proyecto.	Dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la Adjudicación

4.	Aprobación de la Garantía de cumplimiento	Dentro de los quince (15) días calendario posteriores a la Adjudicación
5.	Entrega a la UPME por parte del Adjudicatario de los documentos requeridos para la oficialización del ingreso anual esperado	Dentro de los dos (2) días hábiles posteriores a la aprobación de la Garantía de cumplimiento
6.	Envío a la CREG por parte de la UPME los documentos determinados en el artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017.	Dentro de los dos (2) días hábiles posteriores al recibo de la documentación del Adjudicatario

(...)"

5. Numeral 5.1- Personas que pueden presentar Propuesta (Proponentes). Se adiciona un texto adicional al último párrafo de la Sección 5.1, la cual quedará así:

"(...) 5.1. Personas que pueden presentar Propuesta (Proponentes)

De conformidad con lo previsto en el artículo 5 de la Resolución CREG 152 de 2017, modificada por la Resolución CREG 113 de 2018, podrá presentar una Propuesta cualquier persona jurídica interesada que cumpla con los términos y condiciones establecidos en los presentes Documentos de Selección del Inversionista, con excepción de:

- a. Productores – comercializadores de gas natural o comercializadores de gas natural importado.*
- b. Personas jurídicas con cualquier participación en productores-comercializadores o en comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*
- c. Personas jurídicas que en su sociedad tengan cualquier participación de productores-comercializadores o comercializadores de gas importado definidos en la Resolución CREG 114 de 2017 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.*

Los Proponentes podrán presentar Propuestas de manera individual o como miembros de un Consorcio o Unión Temporal; en estos casos, cada uno de los

miembros de estas asociaciones se considerará como un Proponente, sin perjuicio de lo previsto en el numeral 6.1 de estos DSI para efectos de la acreditación de la experiencia requerida. (...)”.

6. Numeral 5.2- Identificación y Facultades del Representante Legal del Proponente.

Se adiciona un texto al final del párrafo que termina en la línea 24 de la página 26 de los DSI; dicho párrafo quedará de la siguiente manera:

“(...) El poder en que se designa al Representante Legal del Consorcio, Unión Temporal o al Apoderado deberá ser incluido en el Sobre No. 1 y deberá contener las facultades de representarlo en los términos de este numeral e indicar el nombre, documento de identidad, domicilio, número de teléfono y dirección del correo electrónico, lo cual deberá coincidir con el registro que se realice en la Plataforma Tecnológica. Para las sociedades colombianas y las extranjeras con sucursal en Colombia, estas facultades se acreditarán mediante la presentación del certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio. Las sociedades extranjeras sin sucursal en Colombia deberán acreditar su existencia y representación legal con el documento equivalente en su respectiva jurisdicción. (...)”.

7. Numeral 6.1.- Contenido del Sobre No. 1 – Propuesta Técnica. Se modifica el literal (n) de este numeral, el cual queda de la siguiente manera:

“(...) n) Documentos de acreditación de la experiencia. El Proponente podrá acreditar su experiencia con uno o dos Proyectos de Infraestructura ejecutados o construidos por el Proponente, cuyos valores sumados resulten en un valor igual o superior al Valor Estimado del Proyecto. Dicha acreditación podrá realizarse a través de las siguientes alternativas: (i) una o dos certificaciones deben contener, como mínimo, las partes contractuales, el objeto contractual relacionado con la construcción de proyectos de infraestructura, su plazo de ejecución, el nombre del mismo, su localización y su valor de conformidad con el artículo 6 de la Resolución 107 de 2017; y/o (ii) copia del contrato(s) y acta(s) de liquidación o documento(s) equivalente(s) en los que se evidencie las partes contractuales, el objeto contractual relacionados con la construcción de proyectos de infraestructura, su plazo de ejecución, el nombre del mismo, su localización y su valor de conformidad con el artículo 6 de la Resolución 107 de 2017. Tratándose de proyectos acreditados como experiencia que no tengan su fundamento en contratos, deberá aportarse el documento equivalente. Para aquellos Proponentes que tengan la forma de Consorcios o Uniones Temporales, la experiencia requerida podrá acreditarse por parte de uno o varios de sus integrantes.

La experiencia deberá estar relacionada en el Formulario No. 7 de estos DSI. Los documentos emitidos en el extranjero deberán cumplir con lo indicado en el numeral 5.8 de estos DSI. (...)

- 8. Numeral 6.2- Contenido del Sobre No. 2- Propuesta Económica.** El tercer párrafo de la sección 6.2 de los DSI (líneas 27 a 29 de la página 32) quedará de la siguiente manera:

“(...) La presente Convocatoria Pública se adjudicará al menor valor que corresponderá a la sumatoria del valor presente neto de estos dos IAEO (el IAEO Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. (...))”

- 9. Numeral 6.3- Garantía de Seriedad.** Se reemplaza en su totalidad el párrafo contenido a líneas 26 a 29 de los DSI publicados en octubre de 2020, en consecuencia, el numeral 6.3 quedara de la siguiente manera:

“(...) 6.3 Garantía de Seriedad

Para garantizar la validez, vigencia, cumplimiento de su Propuesta y la entrega de la Garantía de Cumplimiento en los términos indicados en estos DSI, el Proponente deberá presentar la Garantía de Seriedad conforme el modelo contenido en el Formulario No. 2. Como beneficiario de la respectiva garantía, deberá figurar la “Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–”.

La Garantía de Seriedad podrá ser: (i) garantía bancaria de una Entidad Financiera de Primera Categoría domiciliada en Colombia; o (ii) carta de crédito stand by de una Entidad Financiera de Primera Categoría en Colombia; o (iii) carta de crédito stand by de una Entidad Financiera de Primera Categoría domiciliada en el exterior, caso en el cual se requerirá de un banco avisador o confirmador con domicilio en Colombia.

La Garantía de Seriedad deberá cubrir como mínimo la suma de setenta millones de dólares (US\$70.000.000); dicha garantía podrá estar denominada en pesos, para lo cual se deberá utilizar la Tasa Representativa del Mercado vigente el día de su expedición.

La Garantía de Seriedad deberá tener una vigencia mínima de cuatro (4) meses, a partir de la presentación de la Propuesta y, en todo caso, debe mantenerse vigente hasta la fecha de en la que UPME envíe a la CREG la documentación requerida

para la oficialización del IAE. La UPME podrá con una anticipación de 8 días calendario antes del vencimiento de la Garantía de Seriedad, solicitar una prórroga de la vigencia indicando el período por el cual se requiere la prórroga sin que la sumatoria de las prórrogas exceda los seis (6) meses. En ese caso el Proponente deberá presentar el documento de prórroga o una nueva Garantía de Seriedad, con anticipación no menor a dos Días Hábiles al vencimiento de la Garantía de Seriedad. La Garantía de Seriedad deberá ser emitida por una Entidad Financiera de Primera Categoría.

Si el Adjudicatario presenta una Garantía de Seriedad otorgada por una entidad financiera domiciliada en Colombia, ésta deberá ser irrevocable y deberá adjuntar también un certificado de la Superintendencia Financiera de Colombia donde conste la existencia y la representación legal de la sociedad emisora, así como su permiso de funcionamiento.

Si el Adjudicatario presenta una garantía bancaria otorgada por una entidad financiera del exterior, dicha entidad deberá estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las normas que lo modifiquen o sustituyan, y acreditar su existencia y representación. Adicionalmente, para la aprobación de la Garantía de Seriedad el Inversionista deberá acreditar el cumplimiento de las normas cambiarias aplicables a las garantías emitidas por entidades financieras del exterior.

En ambos casos, se deberá adjuntar un documento emanado de una firma calificadoras de riesgos, donde conste la última calificación obtenida por la entidad financiera para verificar el cumplimiento de los requisitos de calificación de riesgo crediticio. El objeto de la Garantía de Seriedad será:

- (i) Garantizar irrevocablemente la seriedad de la Propuesta que formula el Proponente a la UPME, de conformidad con los Documentos de Selección del Inversionista, incluyendo todos los requisitos previstos hasta la Fecha de Cierre.*
- (ii) Garantizar el cumplimiento de todos los requisitos previstos en los presentes DSI a la Fecha de Cierre, y*
- (iii) Garantizar la prórroga de la Garantía de Seriedad cuando lo solicite la UPME de acuerdo con lo previsto en estos DSI. La Garantía de Seriedad presentada por el Adjudicatario podrá ser ejecutada por la UPME, si dicho Adjudicatario no cumple con todas y cada una de las actividades previstas en los numerales 8.2 y 8.3. o si no la prórroga oportunamente.*

Las Garantías de Seriedad presentadas por los Proponentes les serán devueltas, a solicitud de los mismos, con posterioridad a la Fecha de Cierre. La Garantía de Seriedad deberá regirse por las leyes Colombianas cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia. Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida deberá sin ninguna condición cubrir el valor en pesos de la garantía y ser exigible de acuerdo con las Normas RUU 600 de la Cámara de Comercio Internacional -CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen o sustituyan y con las normas del estado Nueva York de los Estados Unidos de América. Estas garantías deberán prever mecanismos expeditos y eficaces para resolver definitivamente cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el beneficiario y el otorgante aplicando las normas que rigen su exigibilidad, tales como la decisión definitiva bajo las reglas de conciliación y arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, CCI, por uno o más árbitros designados según lo establecen las mencionadas reglas, o a través de los jueces del Estado de Nueva York. (...)

10. Numeral 6.5 – Forma de presentación de la Garantía de Seriedad. La sección 6.5 se modifica en su integridad por lo siguiente:

“(...) 6.5. Forma de presentación de la Garantía de Seriedad

La Garantía de Seriedad deberá entregarse cargada por el Proponente a través de la Plataforma Tecnológica y la misma deberá estar firmada digitalmente por la Entidad Financiera de Primera Categoría o banco avisador.

En caso de no contar con firma digital, la Entidad Financiera de Primera Categoría o banco avisador deberá, adicionalmente, entregar la Garantía de Seriedad en original, en medio físico a través de la ventanilla única de correspondencia de la UPME. (...)

11. Numeral 7.1.1- Evaluación del Sobre No. 1. Se modifica la sección 7.1.1 de los DSI, la cual quedará de la siguiente manera:

“(...) 7.1.1. Evaluación del Sobre No. 1.

Una vez recibidas las diferentes Propuestas, la UPME revisará que los documentos presentados en el Sobre No. 1 cumplan con lo indicado en estos DSI.

Luego de verificar el cumplimiento de dichos requisitos, la UPME procederá a notificar de manera individual a cada uno de los Proponentes el resultado. En caso de encontrar algún incumplimiento o aclaración, la UPME lo informará a través de la Plataforma Tecnológica para que se realice la respectiva subsanación en los plazos que ahí se le indiquen.

La UPME declarará como “No Conforme” el Sobre No.1 en los siguientes casos:

- i) Cuando en la Propuesta no corresponde al Objeto de la Convocatoria Pública.*
- ii) Cuando la Fecha de Puesta en Operación del Proyecto prevista en la Propuesta sea posterior al plazo establecido en numeral 2.2. de los presente DSI.*
- iii) Cuando se compruebe que la información, declaraciones, certificaciones y, en general, cualquier documento presentado sea falso;*
- iv) Porque el Proponente sea o esté conformado por una empresa que no pueda presentar Propuestas a esta convocatoria de conformidad con los presentes DSI, la Reglamentación y Leyes aplicables.*
- v) Por no subsanarse oportunamente el contenido del Sobre No. 1.*

Los Proponentes podrán subsanar el Sobre No. 1 a través de la Plataforma Tecnológica, dentro del plazo que le fije la UPME para el efecto, el cual no podrá ser superior a cinco (5) Días Hábiles, contados a partir del Día Hábil siguiente a la solicitud.

Una vez surtido el anterior proceso, y si la UPME declaró como “No Conforme” alguno de los Sobres No. 1, el o los respectivos Proponentes podrán presentar a través de la Plataforma Tecnológica sus observaciones, a más tardar a las 23:59 del siguiente Día Hábil al recibo de notificación del resultado de su evaluación.

Solo se entenderán habilitados para continuar en la Convocatoria Pública los Proponentes cuyo Sobre No. 1 sea declarado como “Conforme” por la UPME, y en consecuencia, solo en este evento, podrá darse apertura del respectivo Sobre No. 2 en desarrollo de la audiencia pública de adjudicación de que trata el numeral 7.2 de los presentes DSI. (...).”

12. Numeral 8.1. El numeral 8.1 de los DSI se modifica en su totalidad por el siguiente texto:

“(...) 8.1. Resolución CREG de Ingreso Anual Esperado

Con sujeción al cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 8.2 de los DSI y en la Normatividad Aplicable, y salvo en los casos de reserva en los términos del parágrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2007, la selección le otorga el derecho al Adjudicatario a que la CREG le oficialice mediante Resolución el Ingreso Anual Esperado para cada uno de los años del Período Estándar de Pagos. De esta selección no surge, ni surgirá, relación contractual alguna entre el Adjudicatario y cualquiera de las Autoridades.

La CREG se reserva el derecho de expedir la Resolución que oficialice la remuneración al Adjudicatario del Proyecto cuando el estudio de costo - beneficio realizado por la UPME a partir del Valor de la Oferta del Adjudicatario no sea favorable en los términos establecidos en el parágrafo 2 del artículo 16 de la Resolución CREG 107 de 2017. De ser el caso, dicha circunstancia será informada por la CREG. (...)

- 13. Numeral 8.3.1- Cobertura Inicial de la Garantía.** Se modifica en su integridad este numeral, el cual quedará así:

*“(...) **8.3.1. Cobertura Inicial de la Garantía***

La Garantía de Cumplimiento debe ser expedida por un monto inicial igual al siete por ciento (7%) del Valor de la Oferta, expresado en pesos colombianos del 31 de diciembre del año anterior a la fecha de la presentación de la Propuesta; tratándose de garantías emitidas por entidades financieras del exterior, el valor inicial de la Garantía de Cumplimiento será el equivalente en Dólares al siete por ciento (7%) del Valor de la Oferta a la Tasa Representativa de Mercado del día de la expedición (...)

- 14. Numeral 8.3.8.** El primer párrafo del numeral 8.3.8 de los DSI se modifica por lo siguiente:

“(...) Sujeto a lo previsto en el numeral 2.1, literal (e), del Anexo 1 de estos DSI, en el evento en que:(...)”

- 15. Numeral 8.4.1.** Se modifica este numeral, el cual queda como se establece a continuación:

*“(...) **8.4.1. Desde la adjudicación hasta la FPO***

El cesionario deberá ser una empresa de servicios públicos que cumpla con los requisitos técnicos, jurídicos y económicos exigidos en los presentes DSI para ser Proponente. Adicionalmente, deberá acompañar su solicitud con los documentos de que trata el numeral 8.2 de estos DSI y la cesión de su posición contractual en los contratos de auditoría y Fiducia, la cual estará sujeta a la condición suspensiva consistente en la aceptación por parte de la UPME.

El cesionario deberá entregar una nueva Garantía de Seriedad y/o Cumplimiento, sin solución de continuidad, según sea el caso.

Cuando la UPME autorice la cesión, informara a las partes interesadas, a la Fiduciaria, al Auditor y la CREG de la aceptación de la cesión.

En todo caso, la Garantía Seriedad o de Cumplimiento del cedente, según el caso, deberá permanecer vigente hasta que la UPME autorice la cesión.

No estarán permitidas las cesiones parciales.

De igual manera se procederá para la cesión de participaciones en el Consorcio o Unión Temporal que resulte Adjudicatario. (...)

16. Sección 12- Formularios de la Convocatoria.

16.1. Formulario No. 1. Se modifica el literal (m) del Formulario No. 1, el cual quedará así:

“(...) m. Documentos de acreditación de la experiencia. El Proponente podrá acreditar su experiencia con uno o dos Proyectos de Infraestructura ejecutados o construidos por el Proponente, cuyos valores sumados resulten en un valor igual o superior al Valor Estimado del Proyecto. Dicha acreditación podrá realizarse a través de las siguientes alternativas: (i) una o dos certificaciones deben contener, como mínimo, las partes contractuales, el objeto contractual relacionado con la construcción de proyectos de infraestructura, su plazo de ejecución, el nombre del mismo, su localización y su valor de conformidad con el artículo 6 de la Resolución 107 de 2017; y/o (ii) copia del contrato(s) y acta(s) de liquidación o documento(s) equivalente(s) en los que se evidencie las partes contractuales, el objeto contractual relacionados con la construcción de proyectos de infraestructura, su plazo de ejecución, el nombre del mismo, su localización y su valor de conformidad con el artículo 6 de la Resolución 107 de 2017. Tratándose de proyectos acreditados como experiencia que no tengan su fundamento en contratos, deberá aportarse el documento equivalente. Tratándose de Proponentes que tengan la forma de Consorcios o Uniones Temporales, la

experiencia requerida podrá acreditarse por parte de uno o varios de sus integrantes.(...)

Formulario No. 1. Se elimina del formulario la palabra “Fax”

16.2. Formulario No. 2. Se elimina del formulario la palabra “Fax”

16.3. Formulario No. 4. Se modifica el párrafo incluido en las líneas 17 a 24 de la página 62 de los DSI publicados en octubre de 2020, el cual quedará de la siguiente manera:

“(...) Por la presente, nosotros [indicar nombre del Proponente], nos comprometemos ante el Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la CREG, de manera irrevocable e incondicional, a constituirnos como una empresa de servicios públicos y realizar la debida inscripción en el RUPS de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a más tardar en la Fecha de Puesta en Operación de conformidad con lo previsto en la sección 8.2 de los Documentos de Selección del Inversionista y la Normatividad Aplicable, esto en caso de resultar seleccionados en el Proceso de la Convocatoria Pública de la referencia. [Solamente para aquellos casos en los cuales el Proponente actúe como Consorcio o Unión Temporal]: [Confirmamos que, para los anteriores efectos, los accionistas de la empresa de servicios públicos serán los mismos miembros del [Consorcio] [Unión Temporal] que actúa como Proponente.] (...)”

16.4. Formulario No. 5. Se modifica este formulario, el cual queda de la siguiente manera:

“(...) FORMULARIO No. 5, Compromiso de constituir la Garantía de Cumplimiento

*(Numeral 6.1., 8.2., 8.3. y 9. de los Documentos de Selección del Inversionista)
[Ciudad], [día] de [mes] de [año]*

Señores

UPME

Atn: Director(a) General

Bogotá D.C., Colombia

Ref: Convocatoria Pública UPME GN [XX – 20XX]

Selección de un Inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación y transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Proponente: [Nombre del Proponente]

Asunto: Documentación en el Sobre No. 1. Compromiso de constituir la Garantía de Cumplimiento

Por la presente y a solicitud de nuestros clientes, señores [indicar nombre del Proponente] (en adelante el “Proponente”) nos comprometemos de manera irrevocable, a [constituir una Garantía de Cumplimiento] por el 7% del Valor de la Oferta del conforme al numeral 8.3.1 de los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública de la referencia, monto que declaramos conocer, en la cual figure como afianzado el Adjudicatario, [indicar nombre del Proponente], de conformidad con los Documentos de Selección del Inversionista mencionados, conforme el texto que se indica a continuación:

GARANTÍA No. [*]

OBJETO: *Garantía para amparar las obligaciones de [Nombre del Inversionista] (en adelante el “Inversionista”) previstas en el Anexo 3 de la Resolución CREG 107 de 2017*

FECHA DE EMISIÓN: *[Día] de [mes] de [año]*

VIGENCIA DE LA GARANTÍA: *Desde [dd/mm/aaaa] hasta [dd/mm/aaaa]*

SUMA GARANTIZADA: *[_____]*

ENTIDAD EMISORA: *[Razón social completa, NIT]*

ORDENANTE: *[Nombre, NIT, domicilio, dirección postal y electrónica]*

GARANTIZADO: *[Nombre, NIT, domicilio, dirección postal y electrónica]*

BENEFICIARIO: *Patrimonio Autónomo [nombre del Patrimonio Autónomo] administrado por [nombre de la Fiduciaria]*

A solicitud de [Razón social completa del ordenante], sociedad identificada con el NIT [] (en adelante el “Ordenante”), [Nombre de la Entidad Financiera de Primera Categoría], entidad financiera con domicilio principal en la ciudad de [ciudad] (Departamento) (en adelante el “Emisor”) representado legamente en este documento por [Nombre completo del representante legal] e identificado con [Cédula de Ciudadanía / Cédula de Extranjería / Pasaporte] número [*] de [Lugar de expedición], por medio del presente instrumento se obliga de manera expresa, independiente, autónoma, incondicional e irrevocable, esto es, a pagar a primer requerimiento, al **Patrimonio Autónomo [nombre del Patrimonio Autónomo] administrado por [nombre de la Fiduciaria]**, (en adelante el “Beneficiario”) la Suma Garantizada en moneda legal colombiana, en la cuenta que el Beneficiario indique al momento de hacer efectiva la garantía.*

La presente garantía se hará efectiva a primer requerimiento por parte de la Fduciaria.

Para el pago de la suma garantizada a través del presente documento, bastará que el Beneficiario presente a través de su representante legal, en cualquiera de las oficinas del Emisor que emitió la garantía, una solicitud por escrito en español. No se exigirá ninguna formalidad o requisito adicional a lo acá previsto. Por ende, no se requerirá al Beneficiario la exhibición o el acompañamiento del original o copia de esta Garantía Bancaria ni requerimiento judicial, extrajudicial, o requisito de cualquier otro tipo. Se entenderá en consecuencia, que este documento constituye título ejecutivo con su simple presentación acompañada de la solicitud de pago por parte del Beneficiario.

El valor pagado deberá ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte del Emisor y/o de las autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.

El Emisor pagará en la cuenta donde determine el Beneficiario, la suma requerida a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles bancarios siguientes a la radicación de la solicitud de pago, si el Emisor está domiciliado en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la radicación de la solicitud de pago, en el evento en el que el Emisor esté domiciliado en el exterior. Las solicitudes radicadas en horarios extendidos se entenderán presentadas en el día hábil siguiente a su radicación.

La presente Garantía Bancaria estará vigente como se indica, cualquier cambio que se realice por el Emisor a petición del Ordenante deberá contar con aprobación de los cambios y recibo por parte del Beneficiario.

Si dentro del plazo de vigencia de la garantía el Emisor no recibe por parte del Beneficiario reclamación para el pago de la suma garantizada, queda entendido que la presente Garantía Bancaria se extingue automáticamente, cesando toda responsabilidad por parte del Emisor.

La presente garantía no podrá ser cedida por el Beneficiario, salvo que exista previa autorización escrita del Emisor otorgante.

[Sólo para Garantías expedidas por Entidades Financieras de Primera Categoría domiciliadas fuera de Colombia: La presente Garantía Bancaria se regirá por las reglas uniformes relativas a las garantías a primer requerimiento de las Normas RUU

600 de la Cámara de Comercio Internacional -CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen o sustituyan y con las normas del estado Nueva York de los Estados Unidos de América. [Se deben indicar medios de solución de conflicto aplicables- Las Garantías de Cumplimiento expedidas por entidades extranjeras deben prever mecanismos expeditos y eficaces para resolver definitivamente cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el beneficiario y el otorgante aplicando las normas que rigen su exigibilidad, tales como la decisión definitiva bajo las reglas de conciliación y arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional, CCI, por uno o más árbitros designados según lo establecen las mencionadas reglas, o a través de los jueces del Estado de Nueva York]].

En constancia de lo anteriormente expuesto se expide la presente garantía el día [Día] del mes de [mes] del año [año].

[Firma]

[Incluye razón social del Emisor, No. de identificación, nombre de la sucursal que expide la garantía, nombre representante legal y No. de identificación]

Adicionalmente, en los eventos en que cambie la calificación de riesgo nos comprometemos a informarla al Patrimonio Autónomo, así como toda circunstancia que afecte o pueda afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a ocurrido el hecho.

Nuestras obligaciones bajo la señalada [Garantía de Cumplimiento], incluyendo el pago del monto garantizado, no se verán afectadas por disputa alguna que involucre a [Nombre del Proponente].

*Salvo indicación expresa en sentido contrario, los términos aquí utilizados y aquellos que se utilizarán en la mencionada [Garantía de Cumplimiento] tienen el mismo significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista.
Cordialmente,*

{por parte de la entidad que emite la Garantía de Cumplimiento}

[Firma del Representante Legal de la entidad que emite la garantía]

[Indicar nombre y documento de identidad del firmante]

[Indicar cargo del Firmante]

Representante Legal de [Indicar nombre de la entidad que emite la garantía]

[Indicar datos de contacto: “dirección y ciudad, números de teléfono, fax y dirección del correo electrónico”]

{por parte del Proponente}

[Firma del Representante Legal o Apoderado del Proponente]

[Indicar nombre y documento de identidad del firmante]

[Indicar cargo del Firmante]

*[Indicar la calidad del firmante: “**Representante Legal o Apoderado del Proponente**”]*

[Indicar nombre del Proponente] (...)

16.5. Formulario No. 6. Se elimina del formulario la palabra “Fax”

ANEXO No. 1- DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO.

17. Numeral 1. Consideraciones Generales, se elimina en su integridad el párrafo cuarto del numeral.

18. Numeral 2.1 Descripción de los Servicios asociados a la Planta de Regasificación, se modifican los numerales 2, 3, 4 y 5, se ajusta en los siguientes términos:

“(...) 2.1 Descripción de los servicios asociados a la planta de regasificación

La Convocatoria Pública UPME GN No. 01 – 2020 para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural y servicios asociados a través de la Planta de Regasificación del Pacífico ubicada dentro del límite geopolítico del municipio de Buenaventura – Valle del Cauca en el Pacífico Colombiano. Para el efecto, el Inversionista se encargará del diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas a la Planta de Regasificación del Pacífico, definida en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural y adoptada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020, con las siguientes características:

1. Descargue y recibo de Gas Natural Licuado

- Tiempo de transferencia de GNL desde Carrier a la terminal: No más de 18 horas para 170.000 m³ de GNL sin incluir tiempos de remolque, atraque, conexión /desconexión, purga y enfriamiento del Carrier.***

- *Tasa de descarga de LNG por diseño: 12.000 m³/hr.*
- *Opción Terminal en tierra (onshore): Mínimo tres (3) brazos de carga criogénicos, cada uno con una capacidad de transferencia de GNL de 4.000 m³/hr, uno de los cuales es un brazo híbrido.*

2. Almacenamiento de Gas Natural Licuado

- *Capacidad bruta de almacenamiento (gross capacity): No menor a 170.000 m³ de GNL.*
- *Boil of Gas (BOG): 0,15% por día del GNL almacenado (opción FSRU).*
- *Boil of Gas (BOG): 0,05% por día del GNL almacenado (opción terminal en tierra).*
- *Inventario Mínimo: 34.000 m³ de GNL.*

3. Regasificación

- *Capacidad máxima de regasificación: No menor a 400 MPCD (Millones de Pies Cúbicos Día).*
- *Capacidad mínima de regasificación: No mayor a 50 MPCD.*
- *Tiempo de arranque en frío: No más de doce (12) horas.*
- *Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.*
- *Opción FSRU: Mínimo dos (2) brazos de gas natural de alta presión (HPNG), cada uno de ellos diseñado con una capacidad de envío de gas natural de 400 MPCD.*
- *Opción Terminal en tierra (Onshore): No menor a 400 MPCD.*

4. Carga de carrotanques de Gas Natural Licuado

- *Mínimo dos (2) bahías de carga simultánea para el caso de que las bombas se encuentran en tierra y (1) bahía de carga cuando el surtidor se encuentre directamente en la FSRU.*
- *Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.*
- *Rata de carga 50 m³/hora de GNL por bahía de carga.*
- *Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL*

5. Traslado de Gas Natural Licuado a buques metaneros y puesta en frío.

- *Rata de carga no menor a 50 m³/hora de GNL*
- *Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.*
- *Una (1) estación de transferencia de custodia de GNL.*

6. *Entrega de gas natural en el SNT*

- *Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para entrega al Gasoducto Buenaventura – Yumbo.*
- *Gas regasificado entregado a la estación de transferencia de custodia de gas natural en condiciones RUT (Res. CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan), incluyendo entre otros los parámetros físico-químicos y de presión y de temperatura del gas natural.*
- *Presión de entrega al gasoducto Buenaventura – Yumbo: no menor a 1.200 psig.*
- *Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.*

7. *Entrega de gas a sistemas de distribución local y usuarios no regulados.*

- *Una (1) estación de transferencia de custodia de gas natural para la entrega de gas natural regasificado a gasoductos de conexión de sistemas de distribución local o usuarios no regulados en condiciones RUT (Res. CREG 071 de 1999 o aquellas que la modifiquen y sustituyan), incluyendo entre otros los parámetros físico-químicos y de temperatura del gas natural.*
- *Presión de entrega a gasoductos de conexión respectivos: hasta 1.200 psig.*

8. *En general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación así como físicas necesarias para cumplir con el servicio objeto de la presente Convocatoria garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente y el medio ambiente.*

NOTAS: *Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria Pública UPME GN 01-2020:*

- Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser nuevos y de última tecnología.*

- b. *Para el caso del buque que prestará el servicio de FSRU o FSU, este podrá ser: i) nuevo o ii) existente en el mercado procedente de otra localización o iii) resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL. En todos los casos los equipos instalados en el buque deberán ser nuevos y de última tecnología. En ningún caso la edad máxima del buque podrá ser mayor a diez (10) años.*
- c. *El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la Sociedad de Clasificación al inicio de las operaciones y durante su vida útil avalada por la autoridad competente. No se aceptarán prototipos o tecnologías no probadas a nivel mundial. Tampoco se aceptarán equipos y elementos que impliquen alguna restricción o limitación a la importación de gas natural licuado. El buque FSRU o FSU podrá ser de bandera nacional o internacional.*
- d. *Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con los servicios aquí mencionados.*
- e. *El inversionista podrá implementar alternativas temporales para la prestación de los Servicios Asociados a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en los siguientes eventos: i) para ejercer la opción de la Fecha Anticipada de Puesta en Operación y ii) frente a contingencias operativas que considere y los demás eventos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin. Lo anterior, sin perjuicio de las obligaciones adquiridas en su condición de Adjudicatario en el proceso de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01 -2020. (...)*

19. Numeral 2.2 Responsabilidades del Inversionista se modifica el segundo párrafo del numeral, se ajusta en los siguientes términos:

“(...) El inversionista deberá indicar en su oferta la tecnología y la forma como garantizará la prestación de los servicios enunciados en el numeral 2.1. Para ello, el Inversionista podrá elegir el esquema tecnológico según las opciones consideradas en este anexo técnico, o una combinación de tecnologías que garanticen la debida prestación de los servicios requeridos conforme a los DSI y el presente Anexo. (...)”

20. Numeral 3.1.1. Composición GNL se adiciona párrafo al numeral, se ajusta en los siguientes términos:

“(…) **3.1.1 Composición GNL**

La Planta de Regasificación del Pacífico recibirá GNL de diferentes localizaciones a nivel mundial. La siguiente tabla recoge las composiciones del GNL para las que se debe diseñar la Planta de Regasificación.

Tabla 1. Rango de composiciones de suministro de GNL

	GNL Diseño	GNL Ligero	GNL Pesado
<i>Composición molar %</i>	<i>Mol %</i>	<i>Mol %</i>	<i>Mol %</i>
<i>Nitrógeno</i>	<i>0,57</i>	<i>0,01</i>	<i>1,40</i>
<i>Metano</i>	<i>89,07</i>	<i>96,78</i>	<i>85,8</i>
<i>Etano</i>	<i>10,26</i>	<i>2,78</i>	<i>8,37</i>
<i>Propano</i>	<i>0,1</i>	<i>0,37</i>	<i>3,00</i>
<i>I-Butano</i>	<i>0,01</i>	<i>0,04</i>	<i>0,60</i>
<i>n-Butano</i>	<i>---</i>	<i>0,02</i>	<i>0,60</i>
<i>Pentano</i>	<i>---</i>	<i>---</i>	<i>0,23</i>
<i>Peso Molecular</i>	<i>17,53</i>	<i>16,51</i>	<i>18,86</i>
<i>PCS. MJ/Nm³</i>	<i>42,9</i>	<i>41,05</i>	<i>45,05</i>
<i>Peso específico (líquido)</i>	<i>0,452</i>	<i>0,431</i>	<i>0,473</i>

Fuente: SENER Pacífico, 2017.

La calidad del gas natural regasificado exigido por la CREG, según resolución CREG 071 del año 1999 o las que la modifique o sustituya (Reglamento único de transporte - RUT) en su numeral 6.3 es la siguiente:

Tabla 2. Calidad del Gas Natural en el Sistema Nacional de Transporte

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
<i>Máximo poder calorífico bruto (GHV)</i>	<i>42,8 MJ/m³</i>	<i>1.150 BTU/ft³</i>
<i>Mínimo poder calorífico bruto (GHV)</i>	<i>35,4 MJ/m³</i>	<i>950 BTU/ft³</i>
<i>Contenido de líquido</i>	<i>Libre de líquidos</i>	<i>Libre de líquidos</i>

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínima	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Fuente: CREG

El diseño de la Planta de Regasificación del Pacífico deberá cubrir todo el rango de composiciones del GNL de acuerdo con la Tabla 1 y la calidad del gas natural regasificado entregado al Sistema Nacional de Transporte deberá cumplir con las condiciones establecidas en el reglamento único para el transporte de gas natural emitido. mediante resolución CREG 071 de 1999 o las que la modifiquen o sustituyan (Reglamento Único de Transporte - RUT).(...)

21. Numeral 3.1.4. Materiales y Equipos se ajusta en los siguientes términos:

“(…) 3.1.4 Materiales y Equipos

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto Planta de Regasificación del Pacífico deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. Para el caso del buque que prestará el servicio de FSRU o FSU, este podrá ser: i) nuevo o ii) existente en el mercado procedente de otra localización o iii) resultado de una reconversión de un Buque Carrier de GNL. En todos los casos los equipos instalados

en el buque deberán ser nuevos y de última tecnología. En ningún caso la edad máxima del buque podrá ser mayor a diez (10) años.

El propietario del FSRU deberá obtener las validaciones respectivas de la Sociedad de Clasificación al inicio de las operaciones y durante su vida útil avalada por la autoridad competente.

Todos los materiales utilizados en la ejecución del Proyecto deberán contar con certificado de producto, no se aceptarán certificados de primera parte, requiriéndose certificados de tercera parte. El Inversionista seleccionado deberá presentar para fines pertinentes al Auditor correspondiente, los documentos que le permitan verificar dicha circunstancia.

El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Auditor de los soportes (memorias de cálculo o el (los) documento(s) que el Auditor considere idóneo(s)) que demuestren que los materiales y equipos son aptos para soportar las condiciones climáticas y sísmicas del sitio de instalación y para cumplir con lo establecido en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, las Disposiciones Aplicables y los DSI. (...)

22. Numeral 4.1.2.2.1 Código para diseño geotécnico, se modifica y ajusta en los siguientes términos:

“(...) 4.1.2.2.1 Códigos para diseño geotécnico

Los criterios geotécnicos deben estar basados en la siguiente normatividad:

Tabla 3. Normatividad criterios geotécnicos

Orden	Código	Título / referencia	País
[1].	INVIAS	Manual de diseño de cimentaciones superficiales y profundas para carreteras	Colombia
[2].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sismo resistente	Colombia
[3].	API RP 2A-WSD	Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design	USA
[4].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA
[5].	ROM 0.5-05	Recomendaciones para Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España

Fuente: SENER Pacífico, 2017. “(…)”

23. Numeral 4.1.2.2.2 Códigos de diseño estructural, se adiciona y modifica en los siguientes términos:

“(...) 4.1.2.2.2 Códigos de diseño estructural

El diseño estructural debe estar basados en la siguiente normatividad:

Tabla 4. Normatividad diseño estructural

Orden	Código	Título / referencia	País
[1].	NSR-10	Reglamento colombiano de construcción sismo resistente	Colombia
[2].	AIS 100-09	Requisitos Sísmicos para Edificaciones	Colombia
[3].	ASCE/COPRI 61-14	Seismic Design of Piers and Wharves	USA
[4].	AIS-180-13	Requisitos de diseño sismo resistente para algunas estructuras diferentes a edificaciones	Colombia
[5].	ASCE 7-10	Minimum design loads for buildings and other structures	USA
[6].	ACI IPS-1	Essential Requirements for Reinforced Concrete Buildings	USA
[7].	ACI-318-14	Building Code Requirements for Structural Concrete	USA
[8].	AISC 2010	Specifications for Structural Steel Buildings	USA
[9].	AISC 2010	Seismic Provisions for Structural Steel Buildings	USA
[10].	EN 1998:2004	Design of Structures for Earthquake Resistance	UE
[11].	ROM 5.0-05	Recomendaciones de Obras Marítimas. Criterios Geotécnicos	España
[12].	IBC 2009	International Building Code	USA
[13].	ASTM	Normas ASTM para definición de materiales	USA

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)”

24. Numeral 4.1.4 Buques de Diseño, se modifica en último párrafo de numeral en los siguientes términos:

“(...)El suministro de los remolcadores para la FSRU estará a cargo del Inversionista, mientras los requeridos para brindar asistencia en las maniobras de los LNG carrier

estarán a cargo del proveedor del LNG; sin embargo, las características de todos los remolcadores serán resultado del estudio de maniobras a realizar durante la fase de ingeniería básica por parte del Inversionista. Asimismo, se ajustarán las características de los mismos en función del rango de flota que opere en cada fase.(...)

25. Numeral 4.2 se modifica la denominación, por el siguiente texto:

“(…) 4.2 Instalaciones receptoras de gas regasificado y entrega de GNL a cisternas (Topside de atraque e instalaciones en tierra). (…)”

26. Numeral 4.2.3.1 Caso Base de Diseño, se modifica el numeral por el siguiente texto:

“(…) 4.2.3.1 Caso Base de Diseño

El caso base de diseño para la Planta de regasificación de GNL de Buenaventura es una terminal flotante de regasificación (FSRU) amarrado en el jetty en la costa de forma permanente.

El GNL se transfiere a los tanques del FSRU desde un buque carrier. Para realizar la descarga, el buque carrier se puede situar amarrado junto al FSRU en una configuración “ship to ship” y transferir el GNL al FSRU a través de mangueras criogénicas. El GNL es medido y almacenado en los tanques criogénicos del FSRU.

El GNL es regasificado en las instalaciones del FSRU, en cambiadores de calor (vaporizadores) por medio de un fluido calefactor, controlado en su presión final, medido con sistemas de medición fiscal de gran precisión y enviado al gasoducto por medio de una conexión barco-tierra que puede ser:

- Brazo articulado de alta presión

La forma más común es la de brazo articulado de alta presión hasta el jetty de amarre. Desde ahí hasta tierra, el gasoducto puede transcurrir por vía superficie (trestle) o submarina hasta la zona de aterraje en tierra.

El Inversionista puede optar por considerar diseños de disposición / terminal de amarre alternativos sujetos al cumplimiento del plan de abastecimiento de gas, la normatividad Aplicable y los requisitos de diseño detallados en estos DSI. Cualquier arreglo de amarre alternativo debe ser adecuado para los buques proveedores de GNL que operen en las proximidades de la instalación.

Es preciso la instalación de una estación de transferencia de custodia en tierra para medir el gas regasificado enviado por el FSRU. Se deben instalar medidores de alta precisión que servirán para contrastar los valores medidos por el FSRU.

Asimismo, se debe equipar estas instalaciones con sistemas de análisis de calidad del gas recibido (cromatógrafo) que indique en todo momento el poder calorífico del gas y demás parámetros establecidos por la regulación vigente. (...)

27. Numeral 4.2.1 Introducción, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

“(...) 4.2.1 Introducción

El proyecto de la Planta de Regasificación del Pacífico incluye:

- Una instalación flotante para almacenar y regasificar el GNL (el FSRU)*
- Instalaciones en el atraque para la transferencia del gas natural regasificado y GNL en caso de cargue de cisternas en la FSRU.*
- Una tubería de envío del gas natural regasificado a tierra.*
- Instalaciones para transferir GNL en caso de que la carga del tanque sea en tierra.*
- Una instalación para el cargue de GNL a cisternas.*

Este apartado incluye las instalaciones en el atraque, la tubería de envío de gas natural y GNL en caso de que el cargue de cisternas sea en tierra y las instalaciones de recepción en tierra.

Los datos contenidos en este apartado se agrupan en cuatro categorías principales:

- a) Criterios generales de Alcance de los trabajos*
- b) Datos básicos del proyecto, es decir, parámetros seleccionados en los que se basará el proyecto, tales como vida útil del diseño, capacidades, códigos, estándares, etc.*
- c) Especificación funcional de las instalaciones objeto del alcance*
- d) Filosofía de Operación. (...)*

28. Numeral 4.2.3.4 Códigos y Estándares, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

“(...) 4.2.3.4 Códigos y Estándares

De manera referencial, se listan los códigos y estándares a tener en cuenta por el Inversionista, quien es responsable de la aplicación de los códigos aquí listados en su última actualización y de aplicar los que considere a lugar en aras de garantizar el cumplimiento de los servicios asociados solicitados en este Anexo:

Tabla 5. Códigos y Estándares

Código	Título
NTC 6276	<i>Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)</i>
DNV-OS-A101	<i>Safety Principals and Arrangement</i>
DNV OS-D301	<i>Fire Protection</i>
DNV-OS-E201	<i>Hydrocarbon Production Plant (pressure relief)</i>
ACI 376	<i>Code Requirements for Design and Construction of Concrete Structures for the Containment of Refrigerated Liquefied Gases and Commentary</i>
API RP 521	<i>Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems</i>
API RP 14C	<i>Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms</i>
API RP 70	<i>Security for Offshore Oil and Natural Gas Operations</i>
API Std 650	<i>Design and Construction of Welded Storage Tanks</i>
API Std 625	<i>Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage</i>
API Std 620	<i>Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks</i>
API Std 2000	<i>Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks</i>

Código	Título
API RP 520	<i>Sizing, Selection and Installation of Pressure Relief Devices</i>
API Std 610	<i>Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services</i>
API Std 671	<i>Special Purpose Couplings for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services.</i>
API Std 672	<i>Packaged, Integrally Geared Centrifugal Air Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services</i>
API Std 674	<i>Positive Displacement Pumps - Reciprocating</i>
API Std 675	<i>Positive Displacement Pumps - Controlled Volume</i>
API Std 676	<i>Positive Displacement Pumps - Rotary</i>
API Std 6D	<i>Specification for Pipeline Valves</i>
API Std 617	<i>Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
API Std 618	<i>Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
API Std 619	<i>Rotary Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
API 12F	<i>Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids.</i>
NFPA 1	<i>Fire Code</i>

Código	Título
NFPA 20	<i>Stationary Fire Pumps for Fire Protection</i>
NFPA 37	<i>Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines</i>
NFPA 70	<i>National Electrical Code</i>
NFPA 59A	<i>Standard for the Production, Storage and Handling of LNG</i>
EN-1473	<i>Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations</i>
EEMUA	<i>Engineering Equipment and Material Users Association Guide No. 140: Pipe Flange Procedure Specification</i>
ISO 14001	<i>International Standards Association – Environmental Management System</i>
ISO 9001	<i>International Standards Association – Quality Management System</i>
ISO-28460	<i>Installation and equipment for liquefied natural gas. Ship to shore interface and port operations</i>
ASME B 31.8S	<i>Pipeline Integrity Management System</i>
ASME VIII Div.	<i>Rules for Construction of Pressure Vessels</i>
ASME II	<i>Materials for Pressure Vessels</i>
ASME B16.5	<i>Steel Pipe Flange and Flanged Fittings</i>

Código	Título
ASME B31.3	Process Piping
ASME Section I	Power Boilers
ASME Section II	Heating Boilers

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)"

29. Numeral 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

(...) 4.2.4.2 Instalación para llenado de cisternas de GNL

El jetty debe disponer de mínimo una (1) instalación para el llenado de cisternas de GNL directamente desde el FSRU. En este caso, habría una conexión mediante brazo o manguera criogénica de menor diámetro entre la cisterna y el FSRU y una línea criogénica que conectaría la FSRU a la estación de carga del tanque. La estación de carga estaría compuesta por mangueras criogénicas para el llenado de los tanques.

Así mismo, habrá una disposición para el llenado de cisternas de GNL mediante la instalación de una línea criogénica desde el FSRU hasta la estación de carga en tierra. Se deberán instalar como mínimo dos (2) bahías de carga en la estación de carga en tierra para permitir el llenado simultáneo. (...)"

30. Numeral 4.2.4.4 Planta de Recepción de Gas Natural en tierra, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

(...) 4.2.4.4 Planta de Recepción de Gas Natural en tierra

El gas natural del FSRU, procedente del jetty llega por el gasoducto a través del trestle a las instalaciones de recepción de tierra.

En las instalaciones en tierra, se deben contar con las facilidades para llevar a cabo la conexión para la distribución del gas a los usuarios finales a través de Sistema Nacional de Transporte (Gasoducto Buenaventura – Yumbo) y para su potencial uso en

generación eléctrica en Buenaventura, distribución urbana de gas natural y cargue de cisternas para diferentes actividades.

Todos los instrumentos, equipos, materiales y métodos de instalación deberán cumplir plenamente con los requisitos legales para la clasificación de áreas identificadas en las especificaciones.

Todos los instrumentos deben certificarse como adecuados para su uso en áreas peligrosas de Zona 1, Grupo de Gas IIB y Temperatura Clase T3 como mínimo.

La instalación de todo el equipo eléctrico en áreas peligrosas debe cumplir con los requisitos de IEC 60079-14 "Diseño, selección y montaje de instalaciones eléctricas" y IEC 60079-10 "Aparatos eléctricos para atmósferas explosivas de gas - Parte 10: Clasificación de áreas peligrosas".

Los equipos eléctricos que deben instalarse en áreas peligrosas deben contar con la certificación de las Autoridades Europeas o de los Controladores, es decir, PTB (Alemania), BASEEFA (RU), ATEX. La protección del área peligrosa debe ser mediante el uso de una carcasa a prueba de llamas (EEx'd ') o mayor seguridad (EEx'e') y accesorios. Cuando las ejecuciones EEx'd ' y EEx'e' son poco prácticas, prohibitivas o prohibidas en cuanto a costos, se pueden utilizar circuitos intrínsecamente seguros (EEx'i ') como alternativa, siempre y cuando haya un instrumento IS compatible y un circuito IS calculado compatible. (...)"

31. Numeral 4.3.1 Alcance FSRU, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.1 Alcance FSRU

La Planta de Regasificación de Buenaventura tendrá como punto de entrada de gas natural licuado a un FSRU atracado en un jetty, y enviará el gas natural a unas instalaciones en tierra antes de ser enviadas al gasoducto del sistema nacional de transporte.

El FSRU tendrá control sobre todas las operaciones realizadas a bordo y sobre la transferencia de GNL procedente de buque Carrier.

El FSRU entregará el gas natural regasificado conectándose con los brazos de alta presión situados en el frente de atraque.

El buque FSRU dispondrá de propulsión propia. Su diseño seguirá los estándares y prácticas establecidos en fabricación naval.

Además de las conexiones para entregar el gas regasificado a alta presión y recibir GNL de otro buque tendrá todos los equipos, instalaciones y dispositivos necesarios para una correcta maniobrabilidad naval y atraque seguro, así como comunicaciones con las instalaciones en tierra.

El FSRU deberá operar de manera completamente autónoma y no depender de suministro eléctrico de la red de distribución local.

Ante todo, el FSRU estará diseñado y equipado para mantener los estándares de seguridad a personas y bienes tan altos como sea posible.(...)"

32. Numeral 4.3.2.1 Sociedad de Clasificación, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.2.1 Sociedad de Clasificación

El FSRU deberá estar construido de acuerdo con las normas establecidas por Sociedades de Clasificación miembros del IACS (International Association of Classification Societies) que regulen los buques que tengan como propósito el transporte de gases licuados a granel y de acuerdo con los requisitos de la IMO (International Maritime Organization): International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code).

La planta de Regasificación integrada en el FSRU deberá estar diseñada, construida y evaluada de acuerdo con la norma DNV.OSS-103 (Rules for Classification of LNG/LPG Floating Production and Storage Units or Installations) o norma similar.

Además de la certificación requerida al buque para operar como transporte de gas natural licuado, las instalaciones tendrán una notación establecida por la sociedad de Clasificación DNV u otra equivalente según la IACS de:

- *Floating Storage LNG Regasification and Storage Terminal COAT-2 ECO BIS CSA-2 CRANE POSMOOR.*

Que estará complementada con las siguientes notaciones de la Sociedad de Clasificación:

- DNV CSA-FLS (“Spectral Fatigue analysis based on 60 year”, o una equivalente IACS).
- DNV CAP 1 (“Condition Assessment Program Level 1 – Structural, Machinery and Cargo Systems” o una equivalente en ABS).(...)”

33. Numeral 4.3.3.1 Resumen de códigos y estándares aplicables a Seguridad y Salud, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

“(...) 4.3.3.1 Resumen de códigos y estándares aplicables a Seguridad y Salud

Tabla 6. Códigos y estándares aplicables a seguridad y salud

Code No.	Title
NTC 6276	<i>Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)</i>
DNV-OS-A101	<i>Safety Principals and Arrangement</i>
DNV OS-D301	<i>Fire Protection</i>
DNV-OS-E201	<i>Hydrocarbon Production Plant (pressure relief)</i>
API RP 521	<i>Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems</i>
API RP 14C	<i>Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms</i>
API RP 70	<i>Security for Offshore Oil and Natural Gas Operations</i>
NFPA 59A	<i>Standard for the Production, Storage and Handling of LNG (see section F.2 for details of partial and supplemented application)</i>
EEMUA	<i>Engineering Equipment and Material Users Association Guide No. 140: Noise Procedure Specification</i>

Code No.	Title
ISO	<i>International Standards Organization, all relevant standards</i>

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)"

34. Numeral 4.3.3.10 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.3.10 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso

Tabla 7. Códigos y estándares aplicables a sistemas de proceso

Code No.	Title
NTC 6276	<i>Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)</i>
NFPA 59A	<i>Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas</i>
DNV OS A101	<i>Safety and Arrangement</i>
DNV OS E201	<i>Hydrocarbon Production Plant</i>
API RP 14C	<i>Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms</i>
<i>Process Plant Equipment</i>	
TEMA	<i>Tubular Exchanger Manufacturers Association</i>
NFPA 37	<i>Standard for the Installation and Use of Stationary Combustion Engines and Gas Turbines</i>
ASME VIII	<i>Boiler and Pressure Vessel Code</i>

Code No.	Title
API RP 520	<i>Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries</i>
API RP 521	<i>Guide for Pressure Relieving and Depressurising Systems</i>
API Std 537	<i>Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service</i>
API Std 610	<i>Centrifugal Pumps for Petroleum, Heavy Duty Chemical and Gas Industry Services</i>
API Std 6D	<i>Specification for Pipeline Valves</i>
API Std 617	<i>Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
API Std 618	<i>Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas</i>
API Std 619	<i>Rotary Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services</i>
<i>Process Piping</i>	
ASME B31.3	<i>Pressure Piping</i>
ASME B31.8	<i>Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASME Code for Pressure Piping</i>
API 14E	<i>Design and Installation of offshore production platform piping systems</i>
<i>Fuel Gas System</i>	
IGC Code	<i>International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk</i>

Code No.	Title
DNV OD D101	Marine and Machinery Systems and Equipment

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)"

35. numeral 4.3.3.11 Resumen de códigos y estándares aplicables a tanques de GNL, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.3.11 Resumen de códigos y estándares aplicables a Tanques de GNL

Tabla 8. Códigos y estándares aplicables a tanques de GNL

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
IGC Code	International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk (IGC Code)
Class Rules	DNV Rules for Liquefied Gas Carriers, Pt.5 Ch.5
Supplemental text	In-service inspection and monitoring to be allowed.
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)"

36. Numeral 4.3.3.12 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.3.12 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación

Tabla 9. Códigos y estándares aplicables a sistemas de regasificación

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)

Code No.	Title
NFPA 59A	Standard for Production, Storage and handling of Liquefied Natural Gas
API RP 14C	Recommended Practice for the Analysis, Design Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms
API RP 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries.
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASME Code for Pressure piping

Fuente: SENER Pacífico, 2017. (...)”

37. Numeral 4.3.3.13 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas eléctricos e instrumentación, se ajusta el numeral por el siguiente texto:

“(...) 4.3.3.13 Resumen de códigos y estándares aplicables a sistemas eléctricos e Instrumentación

Tabla 10. Códigos y estándares aplicables a sistema eléctricos e instrumentación

Code No.	Title
NTC 6276	Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)
DNV-OS-A101	Safety principles and arrangements
DNV-OS-D201	Electrical installations
DNV-OS-D202	Instrumentation and telecommunications systems
IEC 60092-502	Tankers – Special features

Code No.	Title
API RP 14C	<i>Recommended practice for analysis, design, installation, and testing of basic surface systems for offshore production platforms</i>
API RP 14F	<i>Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1 and Division 2 Locations</i>
API RP 14FZ	<i>Design and Installation of Electrical Systems for Fixed & Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2 Locations</i>
API 500	<i>Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities</i>
API 505	<i>Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2</i>
NFPA 59A	<i>Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)</i>
NFPA 70	<i>National Electrical Code (Onshore parts of project, offshore only article 505)</i>
IEC 61508	<i>Functional safety of electrical/electronic/programmable safety-related systems (ESD, PSD, F&G etc – Effects hardware selection – vendor requirements)</i>
IEC 61511	<i>Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector (ESD, PSD, F&G etc – System user & designer considerations)</i>
IEC 50091	<i>Uninterruptible Power Supply Systems</i>

Code No.	Title
<i>IEC 60034</i>	<i>Rotating Electrical Machines</i>
<i>IEC 60038</i>	<i>IEC Standard Voltage</i>
<i>IEC 60050</i>	<i>International Electrotechnical Vocabulary</i>
<i>IEC 60056</i>	<i>High-voltage alternating-current circuit-breakers</i>
<i>IEC 60076</i>	<i>Power Transformers</i>
<i>IEC 60079</i>	<i>Electrical Apparatus for explosive gas atmospheres</i>
<i>IEC 60099</i>	<i>Surge arrestors</i>
<i>IEC 60146</i>	<i>Semiconductor converters</i>
<i>IEC 60269 / BS 88</i>	<i>Low Voltage Fuses</i>
<i>IEC 60287</i>	<i>Electric cables –Calculations of the current ratings</i>
<i>IEC 60298</i>	<i>AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1kV and up to and including 52kV</i>
<i>IEC 60309</i>	<i>Plugs socket outlets and couplers for industrial and explosive gas atmospheres</i>
<i>IEC 60331</i>	<i>Fire Resisting Characteristics of Electrical Cables</i>
<i>IEC 60332</i>	<i>Test on Electrical Cables under Fire Conditions</i>
<i>IEC 60354</i>	<i>Loading guide for power transformers</i>
<i>IEC 60439</i>	<i>Low-voltage switchgear and control gear assemblies</i>
<i>IEC 60502</i>	<i>Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1-kV up to 30-kV.</i>
<i>IEC 60529</i>	<i>Degrees of protection provided by enclosures</i>
<i>IEC 60598</i>	<i>Luminaires</i>
<i>IEC 60617</i>	<i>Graphical Symbols</i>

Code No.	Title
IEC 60909	Short circuit calculations in 3-phase AC systems
IEC 61000	Electromagnetic compatibility (EMC)
ISO 1461	Hot Dip Galvanized Coatings on Fabricated Iron and Steel Articles – Spec Test Methods
ATEX	Manufacturer's Directive 94/9/EC (ATEX 100a/95)
ATEX	User Directive 99/92/EC (ATEX 137)
EMC	Directive 89/336/EEC (including Directive 91/263/EEC)
AGA Report No. 3	Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids, Part 2, Specification and Installation Requirements
AGA Report No. 5	Fuel Gas Energy Metering
AGA Report No. 8	Compressibility Factor of Natural Gas and Related Hydrocarbon Gases
AGA Report No. 9	Measurement of Gas by Multi-path Ultrasonic Meters
ANSI/FCI 70.2	Control Valve Seat Leakage
ISA S5.1	Instrumentation Symbols and Identification
ANSI/ISA 51.1	Process Instrumentation Terminology
ISA 18.1	Annunciation Sequences & Specifications
ANSI/IEEE C37.1	Specification used for Supervisory Control, Data Acquisition & Control
ANSI/ISA 75.01.01 (IEC 60534-2Mod)	Flow Equations for Sizing Control Valves
ANSI/ISA 75.08.01	Face-to-Face Dimensions for Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI Classes 125, 150, 250, 300, & 600)

Code No.	Title
ANSI/ISA 75.08.06	<i>Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI Classes 900, 1500, & 600)</i>
ANSI/ISA 75.22	<i>Face-to-Centerline Dimensions for Flanged Globe-Style Angle Control Valve Bodies (ANSI Classes 150, 300)</i>
API SPEC 6D	<i>Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves)</i>
API SPEC 6FA	<i>Specification for Fire Tests for Valves</i>
API RP 14C	<i>Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms</i>
API RP 520, Part I	<i>Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries, Sizing and Selection</i>
API RP 520, Part II	<i>Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Systems in Refineries, Installation</i>
API STD 526	<i>Flanged Pressure Relief Valves</i>
API STD 527	<i>Commercial Seat Tightness of Pressure Relief Valves with Metal to Metal Seats</i>
API RP 551	<i>Process Measurement Instrumentation</i>
API RP 552	<i>Transmission Systems</i>
API RP 554	<i>Process Instrumentation and Control</i>
API RP 555	<i>Process Analyzers</i>
API STD 598	<i>Valve Inspection & Testing</i>
API STD 600	<i>Bolted Bonnet Steel Gate Valves for Petroleum & Natural Gas Industries</i>

Code No.	Title
API STD 609	<i>Butterfly Valves Double Flanged, Lug & Wafer Type.</i>
API STD 670	<i>Machinery Protection Systems</i>
API STD 2000	<i>Venting Atmospheric & Low-Pressure Storage Tanks – Non-refrigerated & Refrigerated</i>
ASME B16.5	<i>Pipe Flanges and Flanged Fittings</i>
ASME B16.10	<i>Face-to-Face & End-to-End Dimensions of Valves</i>
ASME B46.1	<i>Surface Texture, Surface Roughness, Waviness, & Lay</i>
ASME B1.20.1	<i>Pipe Threads, General Purpose</i>
ASME VIII	<i>Boiler and Pressure Vessel Code</i>
ASME PTC 19.3	<i>Temperature Measurement</i>
ASTM A269-04	<i>Standard Specification for Seamless & Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service</i>
ASTM D 1250-4	<i>Standard Guide for Use of the Petroleum Measurement Tables</i>
EEMUA Publication 140	<i>Noise Procedure Specification Guidelines</i>
EEMUA Publication 191	<i>Alarm Systems – A Guide to Design Management & Procurement</i>
EEMUA Publication 201	<i>Process Plant Control Desks Utilizing Human-Computer Interfaces – A Guide to Design, Operational and Human Interface Issues</i>
EIA/TIA (RS) 232	<i>Data Communication Interface Standard</i>
EIA/TIA (RS) 485	<i>Data Communication Interface Standard</i>
EIA/TIA (RS) 422	<i>Data Communication Interface Standard</i>
EN 10204	<i>Metallic Products – Types of Inspection Documents</i>

Code No.	Title
EN 50081	<i>Electromagnetic Compatibility: Generic Emission Standard</i>
EN 50082	<i>Electromagnetic Compatibility: Generic Immunity Standard</i>
EN 50170	<i>General purpose field communication system</i>
GPA Standard 2145-03	<i>Table of Physical Constants for Hydrocarbons and Other Components of Interest to the Natural Gas Industry</i>
GPA Standard 2261-00	<i>Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography</i>
IEC 60079-0	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 0:General Requirements</i>
IEC 60079-1	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 1: Flameproof enclosures - d</i>
IEC 60079-2	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 2: Pressurized enclosures - p</i>
IEC 60079-7	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 7:Increased Safety - e'</i>
IEC 60079-11	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 11: Intrinsic Safety - i</i>
IEC 60079-18	<i>Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres, Part 18: Encapsulation - m</i>
IEC 60189	<i>Low-frequency cables and wired with PVC insulation and PVC Sheath</i>
IEC 60227	<i>Polyvinylchloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V</i>
IEC 60269	<i>Low Voltage Fuse with High Breaking Capacity</i>

Code No.	Title
<i>IEC 60331</i>	<i>Fire Resisting Characteristics of Electrical Cables</i>
<i>IEC 60332</i>	<i>Test on Electrical Cables under Fire Conditions</i>
<i>IEC 60529</i>	<i>Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)</i>
<i>IEC 60584-3</i>	<i>Thermocouples. Part 3: Extension and compensating cables – Tolerances and identification system</i>
<i>IEC 60708</i>	<i>Low-frequency cables with polyolefin insulation and moisture barrier polyolefin sheath</i>
<i>IEC 60751</i>	<i>Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensors</i>
<i>IEC 60947-5-6</i>	<i>Low-voltage switchgear and control gear – Part 5-6: Control circuit devices and switching elements – DC interface for proximity sensors and switching amplifiers (NAMUR)</i>
<i>IEC 61000</i>	<i>Electromagnetic Compatibility</i>
<i>IEC 61131-3</i>	<i>Programmable controllers – Part 3: Programming languages</i>
<i>IEC 61158</i>	<i>Digital data communications for measurement and control – Fieldbus for use in industrial control systems</i>
<i>IEC 61508</i>	<i>Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety Related Systems</i>
<i>IEC 61511</i>	<i>Functional Safety – Safety instrumented systems for process industry sector</i>
<i>JIS C3410</i>	<i>JIS marine cable</i>
<i>IEEE 802.1</i>	<i>Overview of Local Area Network Standards</i>

Code No.	Title
IEEE 802.3	<i>Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD)</i>
IEEE 802.4	<i>Token-passing bus access method and physical layer specification</i>
ISO 1000	<i>SI units and recommendations for use of their multiples and of certain other units</i>
ISO 5167	<i>Measurement of Fluid Flow by means of Pressure Differential Devices inserted in Circular Cross-Section Conduits Running Full. Parts 1 to 4.</i>
ISO 5168	<i>Measurement of Fluid Flow – Evaluation of Uncertainties</i>
ISO 5208	<i>Industrial Valves – Pressure Testing of Valves</i>
ISO 5209	<i>General purpose industrial valves – marking</i>
ISO 5210	<i>Industrial Valves – Multi-turn Valve Actuator Attachments</i>
ISO 5211	<i>Industrial Valves – Part-turn Actuator Attachment</i>
ISO 6551	<i>Petroleum Liquids and Gases – Fidelity and Security of Dynamic Measurement – Cabled Transmission of Electric and/or Electric Pulsed Data</i>
ISO 6976	<i>Natural Gas – Calculation of Calorific Value, Density and Relative Density & Wobbe index from composition</i>
ISO/CD 10715	<i>Natural Gas, Sampling Guidelines</i>
ISO 7278-3	<i>Liquid Hydrocarbons – Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters Part 3 – Pulse Interpolation Techniques</i>

Code No.	Title
ISO 9000 -9004	Quality Management Systems
ISO 10790	Measurement of fluid in closed conduits: Guidance to the selection, installation and the use of Coriolis Meters.
MSS SP-67	Butterfly Valves
MSS SP-68	High Pressure – Offset Seat Butterfly Valves
MSS SP-112	Quality Standard for Evaluation of Cast Surface Finishes – Visual & Tactile Method
MSS SP-25	Standard Marking System for Valves Fittings, Flanges and Unions
NFPA 72E – 4	Automatic Fire Detectors
NFPA 85	Boiler and Combustion Systems Hazards Code
NACE MR-01-75	Sulfide Stress Cracking Resistant Materials for Oil Field Equipment

Fuente: SENER Pacífico, 2017.(...)”

38. Numeral 4.3.4.5 Tanques de GNL, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 4.3.4.5 Tanques de GNL

Los tanques de GNL (ya sean de tipo esférico MOSS, SPB o membrana) serán operados de acuerdo con el IGC Code, normas SIGTTO y códigos aplicables.

El procedimiento operativo del FSRU deberá incluir pero no estar limitado a:

- *Gaseado (Gassing-up) de cada almacenamiento*
- *Enfriamiento (Cool-down) de cada tanque*
- *Calentamiento (Warm-up)*
- *Inertizado de cada tanque y sistemas asociados*
- *Aireación*

Se deberán establecer procedimientos y criterios de aceptación para la inspección de acuerdo con códigos aplicables y estándares.

Durante las operaciones de preparación e inspección de los tanques la planta de regasificación y los restantes tanques deben ser capaces de operar al 100 % de capacidad.(...)"

39. Numeral 4.3.4.7 Planta de Regasificación, se ajusta numeral por el siguiente texto:

"(...) 4.3.4.7 Planta de Regasificación

El propietario del FSRU emitirá un completo manual de operación de las instalaciones de regasificación, que podrán variar en función de la tipología de vaporización instalada (con agua de mar directa, con circuito cerrado de agua glicolada, con vaporizadores de fluido intermedio, etc.).

El manual de operación de la instalación de regasificación también incluirá el sistema de manejo de BOG, así como todos los servicios auxiliares (...)"

40. Numeral 5.2 Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra, se ajusta numeral por el siguiente texto:

"(...) 5.2 Almacenamiento y Planta de Regasificación en tierra

Este apartado contiene la información necesaria para definir los parámetros de diseño requeridos en la realización de la Ingeniería Básica, de Detalle, Compras y Construcción de los topside de atraque e instalaciones en Tierra de la Terminal de Regasificación de GNL en Buenaventura.

En la Ingeniería de Detalle previa a las actividades de construcción de la Terminal se deberá prestar especial atención a:

- *Aspectos medioambientales, en cumplimiento estricto con la Normatividad Aplicable expedida por las autoridades competentes;*
- *Aspectos de Seguridad, tanto de las propias instalaciones como de la posible influencia externa de cualquier accidente. En relación a esto se deberán aplicar todas las recomendaciones indicadas en el estudio de seguridad realizado por el Inversionista para garantizar que el diseño de las instalaciones deja el riesgo por debajo de valores aceptables.*

En cualquier caso, las instalaciones estarán diseñadas de acuerdo con las directrices marcadas por la norma americana NFPA-59 A sobre “Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)” y la norma europea EN-1473 sobre “Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones terrestres”, así como de toda norma de carácter nacional, regional o local de aplicación.

Los criterios de diseño indicados en este Anexo Técnico establecen un mínimo que deberán cumplir todos los inversionistas para garantizar un envío de gas natural regasificado al gasoducto del Sistema Nacional de Transporte no menor a 400 MPCD.

El Inversionista podrá incorporar las modificaciones que considere en número final de equipos y su dimensionamiento para optimizar las instalaciones del Proyecto. (...)”

41. Numeral 5.2.2.1.1 Capacidad, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...)5.2.2.1.1 Capacidad

El caudal nominal de envío de la terminal será no menor a 400 MPCD.

Se dispondrá de suficientes equipos de reserva para asegurar el caudal de envío en cualquier momento.

El mínimo caudal de envío de la terminal será no mayor a 50 MPCD. (...)”

42. Numeral 5.2.2.3 Almacenamiento de GNL, se modificó la sigla “GBO” por “BOG” y el boil-off máximo, en consecuencia, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.2.3 Almacenamiento de GNL

- 1) *Se instalará(n) tanque(s) de almacenamiento de gas natural licuado que garanticen una capacidad de almacenamiento total no menor a 170.000 m³.*
- 2) *El tanque deberá ser de tipo contención total (ya sea de acero de alto de 9% Nickel o de tecnología de membrana), por lo que tendrá un depósito para confinar el gas natural con una capa de material aislante para impedir la entrada de calor. El confinamiento criogénico del GNL en el tanque interno queda asegurado por el techo suspendido. Una cubierta de cemento armado impide que el BOG pase a la atmósfera.*

- 3) *Las presiones de operación y diseño del tanque serán las que indique el fabricante del tanque y deben dar cumplimiento a la normatividad expedida para tal fin.*
- 4) *Los cambios de la presión barométrica deben tenerse en cuenta para el diseño de los tanques.*
- 5) *La ganancia de calor del tanque de almacenamiento debe producir un boil-off máximo de 0,05% en peso por día del total de líquido en el tanque basado en metano puro.*
- 6) *El tanque de almacenamiento tendrá solo conexiones en la parte superior, para evitar el vaciado del tanque por fallos o rotura de alguna conexión.*
- 7) *El tanque dispondrá de una tubería de llenado inferior y una de llenado superior. Dependiendo de las características del GNL almacenado en el tanque y el GNL procedente del barco se empleará la línea de llenado superior o la de carga inferior, con el fin de homogeneizar el contenido del tanque y evitar posibles estratificaciones que pudieran favorecer derivas en el combustible (fenómeno conocido como “roll over”). En general el GNL más ligero se descargará por el fondo del tanque y el GNL más pesado por la parte superior para favorecer la mezcla.*
- 8) *El tanque también incorporará un distribuidor con boquillas de irrigación para inyectar GNL durante la fase de refrigeración. Se debe evitar el enfriamiento muy rápido de la zona de vapor del tanque, pues podría producirse vacío en dicha zona. En operación normal la temperatura de la zona vapor debe estar por debajo de -130°C antes de descargar GNL en el tanque. (...)*

43. numeral 5.2.2.4 Sistema de manejo de “Boil-Off”, se modificó la sigla “GBO” por “BOG”, en consecuencia, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.2.4 Sistema de manejo de “Boil-Off”

- 1) *Las entradas de calor al sistema procedentes del ambiente así como el calor aportado por el motor de las bombas de GNL en operación incrementan la temperatura del GNL hasta alcanzar su punto de ebullición produciendo su vaporización parcial (generación de gas de boil off). Todos los venteos de los equipos y de las líneas que contienen GNL se recogen en el colector de BOG. Este colector interconecta los tanques de almacenamiento de GNL equilibrando a su vez sus presiones.*
- 2) *Para mantener la presión de los tanques de almacenamiento debe eliminarse el vapor generado. La prioridad de eliminación del boil off debe ser la siguiente:*

- a. *Retorno del gas al barco por diferencia de presiones, si el barco lo permite (durante la operación de descarga);*
 - b. *Envío de gas a los compresores de BOG y a la unidad de gas combustible (pilotos de antorcha);*
 - c. *Envío de gas a los compresores de BOG y al Relicador;*
 - d. *Envío de gas a la antorcha (dos niveles, primero válvula de control y segundo válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento), y*
 - e. *Envío de gas a atmósfera (válvulas de seguridad de tanque de almacenamiento)*
- 3) *El gas de boil off que se retorna al barco remplazará el déficit de volumen generado por la descarga del tanque de a bordo y mantendrá su presión. El vapor se reinyectará a través de una línea equipada con un brazo de carga de vapor. No se requiere soplar para retornar el gas, se transfiere por diferencia de presiones.*
 - 4) *La línea de retorno de vapor tendrá un ciclo de temperatura entre las operaciones de descarga de barco. Al inicio de la descarga el vapor de retorno al barco está a temperatura ambiente. La línea se enfriará con el tiempo y se mantendrá fría el resto de la operación de descarga. Para asegurar que el vapor que se retorna al barco está por debajo de -100°C se inyecta GNL al vapor de retorno en el atemperador. Los líquidos que pudieran estar presentes en la corriente de gas se separarán mediante un depósito separador aguas abajo del atemperador del gas de retorno.*
 - 5) *Se instalará una válvula de control de presión en la línea de retorno de vapor que mantendrá la presión en cabeza del gas de boil-off durante la descarga, pero que también puede proteger los tanques del barco de una sobre presión durante la descarga (en el caso de que los tanques del barco tengan una presión de diseño menor que los tanques de almacenamiento de la terminal). Este no es un caso común ya que la presión de diseño de los tanques de los barcos suele exceder la presión de diseño de los tanques de almacenamiento y las válvulas de seguridad proporcionan en último caso la protección del barco.*
 - 6) *La descarga de barco se debe evitar durante los periodos de envío cero, pues el gas desplazado deberá ser enviado a la antorcha.*
 - 7) *El gas de boil off que no retorna a barco se comprime en los compresores de BOG. La capacidad de diseño de los compresores de desplazamiento positivo corresponden al caso de operación con descarga de barco y mínimo envío. Los compresores se diseñan para el 50% de capacidad de la producción máxima de la planta, permaneciendo uno de reserva. Cada compresor podrá funcionar independientemente a las capacidades fijas de 0% - 50% - 75% - 100% en función de la carga requerida.*

- 8) *La temperatura de operación de los compresores debe ser la recomendada por los fabricantes. Para lograrlo se instalará un atemperador en la succión de los compresores que inyecte GNL en la corriente de gas así como un depósito separador, aguas abajo del atemperador para eliminar los posibles arrastres de líquido.*
- 9) *En operación normal (sin descarga de barco) un solo compresor en operación debe ser suficiente para mantener la presión de los tanques.*
- 10) *El gas procedente de los compresores se enviará al sistema de gas combustible, para cubrir los consumos de los pilotos de antorcha, y el gas restante se envía al relicuador, donde se mezcla con GNL procedente de las bombas primarias para su recuperación.*
- 11) *La terminal se diseña para evitar en lo posible la emisión de gas natural a la atmósfera por motivos medioambientales, de seguridad y económicos. En caso de que la presión del sistema de boil off se incremente la terminal dispondrá de un sistema de alivio seguro del exceso de gas. Consiste en un sistema distribuido de tuberías y un control de presión que conecta el colector de boil off con el sistema de antorcha. En caso de que el colector de boil off alcance la presión de ajuste la válvula abrirá aliviando gas natural a la antorcha. Si la presión del sistema continúa aumentando dispararán las válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento que descargan al sistema de antorcha. Como última salvaguarda unas segundas válvulas de seguridad de los tanques de almacenamiento aliviarían gas a la atmósfera.*
- 12) *Durante los periodos de operación de la terminal en envío cero el vapor generado en el tanque de almacenamiento se enviará a la antorcha será recuperado y recondensado por el sistema de gas de boil off o alternativamente enviado a la antorcha.(...)"*

44. Numeral 5.2.2.5 Bombas primarias de GNL, se ajusta numeral por el siguiente texto:

"(...) 5.2.2.5 Bombas primarias de GNL

- 1) *Se instalarán bombas primarias de GNL dentro de cada tanque montadas en pozos de bombeo individuales. Deberá existir una bomba de reserva.*
- 2) *El nivel mínimo de GNL en el tanque primario de almacenamiento será de 1m o de acuerdo con la recomendación del fabricante.*
- 3) *Las bombas primarias de GNL tendrán una suficiente capacidad para impulsar el GNL desde los tanques hasta las bombas secundarias y el relicuador.*
- 4) *Las bombas primarias suministrarán también GNL para el mantenimiento en frío de las tuberías. En los periodos de operación sin descarga de barco parte de la*

descarga de las bombas primarias de GNL fluirá hacia el atraque a través de la línea de recirculación y volverá hacia el relicuador por medio de la línea principal de descarga de barco.

- 5) *Las bombas primarias dispondrán de una línea de recirculación que garantiza el caudal mínimo de paso por las bombas. Las bombas son capaces de operar simultáneamente para recircular todo su caudal al tanque en caso de estratificación, realizando la mezcla del tanque.(...)*

45. Numeral 5.2.2.6 Operación de Relicuaición, se modificó la sigla “GBO” por “BOG”, en consecuencia, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.2.6 Operación de relicuaición

- 1) *Se instalará un relicuador para recuperar el exceso de boil-off generado durante la descarga de barco y por las ganancias de calor de la terminal.*
- 2) *El relicuador y todas las líneas asociadas a él se diseñarán para una capacidad hidráulica equivalente a una capacidad de envío no menor a 400 MPCD*
- 3) *El caudal de GNL que se envíe al relicuador será solamente el necesario para relicuar el BOG procedente de los compresores de BOG, con un sobrediseño.*
- 4) *La presión de operación del relicuador se fijará manualmente y se mantendrá mediante las válvulas de control de presión del colector de descarga común de las bombas primarias.*
- 5) *El caudal máximo de BOG alimentado al relicuador (caso de operación con descarga de barco y envío mínimo a red) y la presión de operación del relicuador definen el caudal de envío mínimo de la terminal (no más de 50 MPCD).(...)*

46. Numeral 5.2.2.9 Sistema de fuel gas, se modificó la sigla “GBO” por “BOG”, en consecuencia, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.2.9 Sistema de fuel gas

- 1) *Los principales consumidores de fuel gas en la terminal serán los pilotos y el sistema de encendido de la antorcha y la purga continua de líneas colectoras del sistema de antorcha.*
- 2) *El gas combustible que alimenta el sistema de fuel gas provendrá de la descarga de los compresores de BOG y, cuando sea necesario, se completará con gas de envío a red.*
- 3) *El gas se despresurizará y se calentará para alcanzar las condiciones de operación requeridas por los consumidores. La caída de presión se producirá*

en las válvulas de control. Para calentar el gas se dispondrá de un calentador de aire exterior. Se instalará también un calentador eléctrico, que se empleará cuando el calentador exterior sea insuficiente.

- 4) *Tras la reducción de presión y el calentamiento y antes de su envío a los consumidores el fuel gas se envía a un separador para eliminar los posibles arrastres de líquido.(...)*”

47. Numeral 5.2.3 Principales normas de aplicación, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.3 Principales normas de aplicación

El diseño y construcción de la Planta de Regasificación deberá cumplir como mínimo con lo estipulado en las siguientes normas, última edición vigente, o sus equivalentes en normas Europeas. Adicionalmente el cumplimiento de las Normas colombianas aplicables.

Esta no es una lista exhaustiva. Durante la ingeniería de detalle el Inversionista establecerá una lista completa de estándares y códigos aplicables.

En caso de conflicto entre códigos estándares y normativa, el orden de preferencia es el siguiente:

- *Normativa legal colombiana de aplicación;*
- *Códigos, estándares y guías de diseño generalmente usados en la industria del GNL en todo el mundo para equipo criogénico (incluyendo el “know how” de fabricantes y suministradores habituales de plantas de GNL), y*
- *Otros códigos estándares y guías de diseño generalmente usadas en la industria de Oil & Gas.*
- *Normas generales de Plantas de Regasificación en Tierra:*

*NTC 6276 Producción, almacenamiento y manejo de gas natural licuado (GNL)
NFPA 59A Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas LNG
EN-1473 Instalaciones y Equipos para Gas Natural Licuado. Diseño de las instalaciones terrestres*

- *Normas NFPA*

NFPA 10 Portable Fire Extinguishers
NFPA 11 Standard Low Expansion Foam
NFPA 11A Medium and High Expansion Foam System
NFPA 12 CO2 Extinguishing Systems
NFPA 13 Installation of Sprinkler Systems
NFPA 14 Installation of Stand pipe and Hose Systems
NFPA 15 Water Spray Fixed Systems
NFPA 16 Deluge Foam Water Sprinkler and Foam Water Spray System
NFPA 17 Dry Chemical Extinguishing Systems
NFPA 20 Centrifugal Fire Water Pumps
NFPA 22 Water Tanks for Private Fire Protection
NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code
NFPA 54 National Fuel Gas Code
NFPA 58 Liquefied Petroleum Gas Code
NFPA 59 Utility LP-Gas Plant Code
NFPA 70 National Electrical Code
NFPA 13 Standard for the Installation of Sprinkler Systems
NFPA 14 Standard for the Installation of Standpipe, private Hydrants, and Hose Systems

- *American Petroleum Institute*

API 5L Specification for Line Pipe
API 6D Specification for Valves
API RP 520-1 Recommended Practice for the Sizing,
API RP 520-2 Selection and Installation of Pressure Relieving System in Refinery
API RP 521 Guide for Pressure Relieving and Depressuring Systems
API RP 551 Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems
API 598 Valve Inspection and Test
API 600 Steel Gate Valves Flanged and Buttwelding Ends
API 602 Compact Carbon Steel Gate Valves
API 609 Butterfly valves, Lug type and Water Type API 610 Pumps
API 613 Special purpose Gear Units for Refinery Service
API 614 Lubrication, Shaft Sealing and Control Oil System for
Special Purpose Applications
API 616 Gas turbines for the Petroleum, Chemical and Gas
Industry Services
API 618 Compressors
API 619 Rotary Type Positive Displacement

Compressors for General Refinery Services
API 620 Design and Construction of Large, Welded Low (including addendum 1,2&3) Pressure Storage Tanks
API 625 Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage (including Addendum 1, 2 & 3)
API 650 Welded Steel tanks for Oil Storage (including addendum 1,2&3)
API 661 Air Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services
API 670 Machinery Protection System
API 671 Special Purpose Couplings for Refinery Services
API 674 Positive Displacement Pumps – Reciprocating
API 675 Positive Displacement Pumps – Controlled Volume
API 676 Positive Displacement Pumps – Rotary
API 2000 Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks
API 2555 Methods of Calibrating Large Storage Tanks
API 2510 Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Installations
API 14C Recommendation Practice for Analysis, Design, Installation and testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms

- *American National Standards Institute*

ANSI B1.1 Verified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)
ANSI B 1.20.1 Pipe Threads, General Purpose (inch) ANSI B 16.1 Cast Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI B16.3 Malleable Iron Threaded Fittings
ANSI B 16.5 Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI B 16.9 Factory Made wrought Steel Butt welding Fittings
ANSI B 16.10 Face-to-Face and End to End Dimensions of Ferrous Valves
ANSI B 16.11 Forged Fittings, Socket Welding and Threaded
ANSI B 16.14 Ferrous Pipe Plugs, Bushing and Locknuts and Pipe Threads
ANSI B 16.20 Ring Joint Gasket and Grooves for Steel Pipe Flanges
ANSI B 16.21 Non-Metallic Gaskets for Pipe Flanges
ANSI B 16.25 Butt-welding Ends for Pipes, Valves, Flanges and Fittings
ANSI B 16.28 Wrought Steel Butt-welding Short Radium Elbows and Returns
ANSI B 16.34 Valves, Flanged, Threaded and Welding Ends
ANSI B 16.36 Orifice Flanges
ANSI B 16.42 Ductile Iron Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI B 16.47 Large Diameter Steel Flanges
ANSI B 16.48 Steel Line Blanks

ANSI B 31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
ANSI B 36.10M Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ANSI B 36.19M Stainless Steel Pipe
ANSI B 46.1 Surface Texture
ANSI/ASCE 7-88 Calculation of Wind Load
ANSI B 1.1 Unified Inc Screw Threads UN & UNR Thread Form
ANSI B 318.2.2 Square & Hex Nuts

- *Manufacturer's Standardization Society (MSS)*

MSS-SP-6 Standard Finishes for Contact Faces of Pipe Flanges and Connecting End Flanges of Valves and Fittings
MSS-SP-25 Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges and Unions
MSS-SP-43 Wrought Stainless Steel Butt-welding Fittings
MSS-SP-44 Steel Pipe Line Flanges
MSS-SP-55 Quality Standard for Steel Castings
MSS-SP-58 Pipe Flanges and Supports – Material & Design
MSS-SP-61 Pressure Testing of Steel Valves

- *Normas ASTM*

ASTM A74 Cast Iron Soil Pipe and Fittings
ASTM B8 Seamless Copper Water Tube
ASTM A82 Steel wire, Plain for Concrete Reinforcement
ASTMA105 Carbon Steel Forgings
ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
ASTM A182 Forged or Roller Alloy Steel Pipe Flanges, Forged Fittings and Valves and parts for High Temp. Service
ASTM A185 Steel Welded Wire fabric, Plain, for Concrete Reinforcement
ASTM A193 Alloy Steel and Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Service
ASTM A194 Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Service
ASTM A312 Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Pipes
ASTM A350- 00 C Forgings, Carbon and Low Alloy Steel Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
ASTM A351-00 Steel Castings, Austenitic for High Temp. Services.

ASTM A352-93 Steel Castings Ferritic and Martensitic for Pressure containing Parts. Suitable for Low Temperature Service

ASTM A358 Standard for Electric Fusion Welded Austenitic Chromium Nickel Alloy Steel Pipe for High Temperature Service

ASTM A366 Steel, Sheet, Carbon, Cold Rolled, Commercial Quality ASTM A1008-019 Specifications for Steel Sheet, Cold Rolled, Carbon, Structural, High Strength Low Alloy and high strength low alloy with improved formability

ASTM A370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel products

ASTM A416 Standard Strand uncoated Seven, Wise for Prestressed Concrete

ASTM A420- 006 Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low Temperature Service

ASTM A421 Incoated Stress Relieved Wise for Prestressed Concrete

ASTM A435 - 82 (87) Straight Beam Ultrasonic Examination of Steel Plates ASTM A530 (2001) General requirements for Specialized Carbon and Alloy Steel Pipe

ASTM A553 Pressure Vessel Plates, Alloy Steel, Quenched and Tempered 8 and 9 Percent Nickel

ASTM A648 Steel Wise, Hard Drown for Prestressing concrete pipe

ASTM A694- 00 Forgings, carbon and Alloy steel for Pipe Flanges, Fittings, Valves and Parts for High Pressure Transmission Service

ASTM D4239 Standard Test Method for Indicating Moisture by the Plastic Sheet Method

ASTM D3359 Standard Test Method for Measuring Adhesion by Tape Test

- *American Society of Mechanical Engineers (ASME)*

ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Sections II, V, VIII (Div. 1 and 2) and IX: Latest Edition and all Mandatory Addenda)

ASME PTC 9, 1974 (R 1992) Displacement Compressors, Vacuum Pumps and Blowers

ASME PTC 7.1 (1969) Displacement Pumps

ASME PTC 8.2 (1990) Centrifugal Pumps Testing (...)"

48. Numeral 5.2.4.6 Tanques de GNL, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 5.2.4.6 Tanques de GNL

Los tanques de GNL (ya sean de tipo esférico MOSS, SPB o membrana) serán operados de acuerdo con el IGC Code, normas SIGTTO y códigos aplicables.

El procedimiento operativo del FSRU deberá incluir pero no estar limitado a:

- *Gaseado (Gassing-up) de cada almacenamiento*
- *Enfriamiento (Cool-down) de cada tanque*
- *Calentamiento (Warm-up)*
- *Inertizado de cada tanque y sistemas asociados*
- *Aireación*

Se deberán establecer procedimientos y criterios de aceptación para la inspección de acuerdo con los códigos aplicables y estándares.

Durante las operaciones de preparación e inspección de los tanques la planta de regasificación y los restantes tanques deben ser capaces de operar al 100 % de capacidad. (...)

49. Numeral 7.3 Punto de conexión del Gasoducto Buenaventura – Yumbo al Sistema Nacional de Transporte, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 7.3 Punto de conexión del Gasoducto Buenaventura – Yumbo al Sistema Nacional de Transporte

El inversionista seleccionado, además de ser responsable del(los) predio(s) y/o el(los) espacio(s) para la construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la modalidad (compra, arrendamiento, servidumbre, etc.) deberá tener en cuenta lo definido en el RUT (Resolución CREG 071 de 1999 y sus actualizaciones), en la NTC 3728 y en la norma ASME B 31.8 y sus respectivas actualizaciones.

Así mismo, el Inversionista es el responsable de cumplir con las condiciones de conexión exigidas en el RUT o aquellas que la modifiquen o sustituyan, y la Normatividad Aplicable y los requerimientos del transportador incumbente existente en un punto cualquiera de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en un tramo que llegue al municipio de Yumbo, Valle del Cauca.

Cuando el Inversionista seleccionado considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones con el responsable y propietario de los respectivos activos según los criterios definidos en el Reglamento Único de Transporte – RUT (Resolución CREG 071 de 1991).

La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información respectiva a las condiciones de conexión (contrato de conexión¹), y demás información remitida por el propietario de la infraestructura existente ubicada dentro del límite geopolítico del municipio de Yumbo en el tramo Yumbo - Mariquita del Sistema Nacional de Transporte.

La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés. La información específica que no se publique en la página WEB de la UPME, el Inversionista podrá consultar al propietario de la infraestructura de manera directa.(...)”

50. numeral 8.6.9 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras mecánicas, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 8.6.9 Especificaciones técnicas generales para el desarrollo de obras mecánicas.

Las líneas de transporte y redes de distribución de gas deberán ser diseñadas, fabricadas, inspeccionadas y probadas de acuerdo con los códigos y las normas incluidas en:

- NTC 3728;
- ASME B31.8 (Transmisión de Gas y Sistemas de distribución de tuberías).

Las tuberías de transporte de GNL deberán ser diseñadas, fabricadas, inspeccionadas y probadas de acuerdo con la norma ASME B31.4 (Sistema de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos).

1

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Convocatorias-GN/UPME-01-2018/4_06.6_Borrador_Contrato.pdf

Las normas NTC 3949 (estaciones de regulación) y ASME B31.3 (tuberías de proceso) se utilizarán para el diseño de las tuberías dentro de las estaciones de despacho y de recibo.

Todos los elementos que formen parte de las tuberías deberán cumplir con la última edición de las normas referenciadas (ASME / ANSI, API o MSS) de acuerdo a cada uno de los elementos (tuberías, bridas, válvulas, accesorios, juntas, etc.)

Los sistemas de tuberías deberán cumplir con todas las regulaciones locales y demás Normatividad Aplicable.

En caso de existir discrepancias entre estas normas y códigos o entre la presente especificación y las mismas, prevalecerá la que sea más exigente. (...)

51. Numeral 8.6.12.1 Identificación de Instrumentos (Tag) para el desarrollo de obras mecánicas, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 8.6.12.1 Identificación de Instrumentos (Tag)

La identificación del instrumento se efectuará de acuerdo con el sistema de numeración de la norma ISA S5, 1. (...)

52. Numeral 8.6.12.2 Instrumentación de paquetes de equipos para el desarrollo de obras mecánicas, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 8.6.12.2 Instrumentación de paquetes de equipos

Todos los instrumentos de monitoreo, control, sistemas de seguridad, redes de datos para la vigilancia y control, deben ser inmunes a la radiación electromagnética de acuerdo con la normatividad vigente. (...)

53. Numeral 8.7 Criterios de diseño, se ajusta numeral por el siguiente texto:

“(...) 8.7 Criterios de diseño para tubería

Todas las tuberías de transporte y distribución de gas deberán ser diseñadas, fabricadas, inspeccionadas y probadas de acuerdo con los códigos y las normas incluidas en este documento: las normas NTC 3728 y ASME B31.8 (Transmisión de Gas y Sistemas de distribución de tuberías), y las tuberías de transporte de GNL de

conformidad con la norma ASME B31.4 (Sistemas de tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos); las normas NTC 3949 (Estaciones de regulación) y ASME B31.3 (tuberías de proceso) se utilizarán para el diseño de las tuberías dentro de las estaciones de despacho y de recibo.

Todos los elementos que formen parte de las tuberías deberán cumplir con la última edición de las normas referenciadas (ASME / ANSI, API o MSS) de acuerdo a cada uno de los elementos (tuberías, bridas, válvulas, accesorios, juntas, etc.)

Los sistemas de tuberías deberán cumplir con todas las regulaciones locales.

El diseño debe estar en estricta conformidad con los requisitos de esta norma y de los códigos y normas mencionados. (...)

ANEXO No. 2 ESPECIFICACIONES PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE CALIDAD

54. Numeral 4.4 – Control del cronograma. Se ajusta el numeral por el siguiente texto:

(...) 4.4 Control del cronograma

El Plan de Calidad debe contener el cronograma con un nivel mínimo de detalle mínimo al tercer nivel de todas las actividades y subactividades del Proyecto, mostrando su interdependencia e indicando la ruta crítica, en especial y sin limitarse a:

- *Actividades de diseño, construcción, pruebas y puesta en servicio.*
- *Actividades cuyo pre-requisito es el otorgamiento de la licencia ambiental.*
- *Actividades de contratación*
- *Actividades de licenciamiento ambiental, incluyendo aquellas que no están bajo el control del Inversionista seleccionado como en las etapas de evaluación por parte de las diferentes autoridades involucradas.*
- *Plan de manejo ambiental.*
- *Consecución de licencias y permisos.*
- *Actividades con el CNOG, previas a la puesta en servicio.*
- *Plan de entrega de documentos “de acuerdo con construido” para que el Auditor pueda elaborar su informe final.*

El cronograma presentado con la Propuesta servirá de “línea base” para el seguimiento del avance del Proyecto por parte del Auditor. Los métodos de control y medición del avance se deben definir para todas las actividades y sub actividades. En la primera reunión de seguimiento del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá acordar con el Auditor el Cronograma detallado de referencia para la ejecución del Proyecto. El Inversionista deberá suministrar toda la información requerida por el Auditor del Proyecto

Deberán quedar totalmente claras las metodologías de control, medición y actuación frente a dificultades y/o atrasos. (...)

ANEXO No. 3 PRESENTACIÓN DEL INGRESO ANUAL ESPERADO OFERTADO.

55. Anexo No. 3- Presentación del Ingreso Anual Esperado Ofertado. Se suprime este Anexo de los DSI, así como todas las referencias a dicho Anexo. Se aclara que no se reenumerarán los anexos restantes de los documentos de selección del inversionista.

ANEXO No. 4- TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA SELECCIÓN DEL AUDITOR

56. Numeral 5.8- Cronograma. La sección 5.8 de los TRA quedará de la siguiente manera:

“(...) 5.8 Cronograma

El cronograma con fundamento en el cual se adelantará el Proceso de Selección es el que se relaciona a continuación. En el evento en que alguna de esas fechas se modifique, así lo dará a conocer la UPME para lo cual expedirá la correspondiente Adenda.

CRONOGRAMA CONVOCATORIA UPME GN Auditor 01-2020		
	EVENTO	FECHA
1.	<i>Publicación Consulta Términos de Referencia</i>	<i>30 Jun. 2020</i>
2.	<i>Fecha límite para consultas y observaciones sobre los Términos de Referencia del Auditor</i>	<i>17Jul. 2020</i>
3.	<i>Publicación Términos de Referencia del Auditor</i>	<i>29 Oct. 2020</i>

CRONOGRAMA CONVOCATORIA UPME GN Auditor 01-2020		
	EVENTO	FECHA
4.	<i>Solicitud de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica</i>	<i>1al 5 Mar. 2021</i>
5.	<i>Capacitación Plataforma Tecnológica y proceso de Adjudicación.</i>	<i>9 Mar. 2021</i>
6.	<i>Presentación de Sobres No. 1 y 2 (Desde la 00:01 a las 12:00)</i>	<i>12Mar. 2021</i>
7.	<i>Plazo máximo de notificación de resultados de revisión y evaluación del Sobre No.1 a los Proponentes</i>	<i>23 Mar. 2021</i>
8.	<i>Selección del Auditor</i>	<i>26 Mar. 2021</i>
9.	<i>Firma del Contrato de Auditoría</i>	<i>Dentro de los tres (3) días hábiles posteriores a la firma del Contrato de Fiducia y constitución del patrimonio autónomo por parte del Adjudicatario.</i>
10.	<i>Entrega y Aprobación de las Garantías del Auditor</i>	<i>Tres (3) días hábiles siguientes a la firma del Contrato de Auditoría con el patrimonio autónomo.</i>

(...)"

57. Numeral 5.10- Condición Suspensiva. La sección 5.10 de los TRA quedará de la siguiente manera:

“(...) 5.10. Condición Suspensiva

La ejecución del Contrato de Auditoría, así como la remuneración prevista en el mismo, se encuentra sometido a la condición suspensiva consistente en la ocurrencia de la Fecha de Inicio de Auditoría (según este término se define en la Minuta del Contrato de Auditoría). Si dicha condición no se cumple en los términos previstos en el Contrato de Auditoría y la Normatividad Aplicable, no habrá lugar a retribución o compensación alguna a favor del Auditor con ocasión del Contrato de Auditoría por parte de la UPME,

el MME, la Fiduciaria, el Patrimonio Autónomo, el Adjudicatario del Proyecto, ni cualquier otra Persona. (...)”.

58. Numeral 6.9.- Inhabilidades e Incompatibilidades de la Firma Auditora Seleccionada. El último párrafo del Numeral 6.9 se modifica en su totalidad por el siguiente texto:

“(...) El incumplimiento de estas obligaciones de información, así como la ausencia de veracidad de la información suministrada, darán lugar a la ejecución de la Garantía de Seriedad y conllevarán que la Firma Auditora Seleccionada pierda el derecho a suscribir el Contrato de Auditoría. (...)”.

59. Numeral 7.3.- Garantía de Seriedad, se modifica el inciso c del objeto de la garantía de seriedad, el cual quedará así:

“(...) c) Garantizar la veracidad de la declaración que haga el Oferente en cumplimiento de la Sección 6.9 de estos TRA. (...)”.

Numeral 7.3.- Garantía de Seriedad, Se modifica el párrafo comprendido entre las líneas 16 y 20 de la página 22 de los TRA publicados en octubre de 2020 por uno del siguiente tenor:

“(...) La Garantía de Seriedad presentada por los Oferentes no seleccionados les será devuelta, a solicitud de los mismos, con posterioridad a la Fecha de Cierre. En el caso en que el Auditor inicialmente seleccionado deba ser reemplazado por presentarse una inhabilidad o conflicto de intereses con el Inversionista en los términos indicados en los numerales 2, 5.10 y 6.9 de estos Términos de Referencia, la Garantía de Seriedad será devuelta al Auditor inicialmente seleccionado, sin que haya lugar al cobro de la misma. (...)”.

60. Numeral 8.2.- Evaluación del Sobre No. 1. Se modifica el párrafo comprendido entre las líneas 1 y 4 de los TRA publicados en octubre de 2020 por uno del siguiente tenor:

“(...) Los Proponentes podrán subsanar el Sobre No. 1 a través de la Plataforma Tecnológica, dentro del plazo que le fije la UPME para el efecto, el cual no podrá ser superior a cinco (5) Días Hábiles, contados a partir del Día Hábil siguiente a la solicitud. (...)”.

ANEXO No. 5. MINUTA DEL CONTRATO DE FIDUCIA.

61. Cláusula 6- Administración e inversión de los recursos fideicomitidos. Se modifica el literal (b) del numeral 1.1 de la subsección A de la cláusula 6 de la Minuta del Contrato de Fiducia, el cual quedará así:

“(...) b. La Fiduciaria deberá impartir la aprobación de la Garantía dentro de los [__] 2 días calendario siguientes a su entrega a la fiduciaria por parte del Fideicomitente y máximo hasta las 17:00 horas del décimo quinto (15) día calendario siguiente a la notificación del acto administrativo expedido por la UPME mediante el cual se selecciona al Inversionista para que adelante el Proyecto. (...)”.

Cláusula 6- Administración e inversión de los recursos fideicomitidos. Se modifica el literal (d) del numeral 1.1 de la subsección A de la cláusula 6 de la Minuta del Contrato de Fiducia, el cual quedará así:

“(...) d. En el evento en el que el Fideicomitente entregue una Garantía de Cumplimiento por una vigencia de un (1) año prorrogable, la Fiduciaria deberá cumplir con el procedimiento aquí dispuesto con respecto a la Garantía de Cumplimiento sustituta o prorrogada. Para tales efectos, la Fiduciaria impartirá su aprobación dentro de los [__]³ días calendario siguientes a la recepción de la misma. En este caso el Fideicomitente deberá entregar la Garantía de Cumplimiento sustituta o prorrogada a más tardar treinta (30) días antes de su vencimiento. (...)”.

Cláusula 6- Administración e inversión de los recursos fideicomitidos. Se modifica el numeral 3 de la subsección B de la cláusula 6 de la Minuta del Contrato de Fiducia, el cual quedará así:

*“(...) **3) Pagos:** Una vez la Fiduciaria verifique el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato de Auditoría para la realización de pagos al Auditor, ésta procederá, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la presentación de la correspondiente factura, a pagar al Auditor con recursos del Patrimonio Autónomo. Para tales efectos, dicha cuenta deberá estar registrada en la Fiduciaria, sujeto a sus procedimientos internos, en los plazos previstos en el Contrato de Auditoría. (...)”*

² Término a acordarse entre la Fiduciaria y el Inversionista.

³ Término a acordarse entre la Fiduciaria y el Inversionista.

62. Cláusula 8- Alcance y responsabilidad de la gestión de la Fiduciaria. Se modifica en su integridad el párrafo primero de la cláusula 8 de la Minuta de Contrato de Fiducia, el cual quedará de la siguiente manera:

*“(...) **PARÁGRAFO PRIMERO:** Sin perjuicio de lo previsto en el numeral 23 de la cláusula 7 de este Contrato, en el evento en que las obligaciones y facultades de la Fiduciaria no sean claras, ni se puedan interpretar bajo los parámetros de hermenéutica legal, o el Contrato no las establezca, entonces la Fiduciaria podrá solicitar instrucciones a la UPME, en primer lugar, y al Fideicomitente, en segundo lugar. En caso de no recibir respuesta a dicha solicitud dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la solicitud de instrucciones, o en caso de que dichas instrucciones sigan siendo poco claras bajo su criterio, la Fiduciaria solicitará instrucciones a la Superintendencia Financiera de Colombia. (...)”*

63. Cláusula 9- Obligaciones del Fideicomitente. Se modifica el numeral 7, el cual quedará así:

*“(...) **7)** Someter la Garantía de Cumplimiento a aprobación por parte de la Fiduciaria. (...)”*

64. Cláusula 13- Remuneración de la Fiduciaria. Se modifica en su totalidad la cláusula 13 de la Minuta del Contrato de Fiducia en el sentido de que el alcance y contenido de la misma deberá acordarse libremente entre la Fiduciaria respectiva y el Inversionista; no obstante, lo anterior, es de obligatoria inclusión el párrafo primero de dicha cláusula, según se modifica mediante esta Adenda. En consecuencia, la cláusula 13 de la Minuta del Contrato de Fiducia quedará así:

*“(...) **CLÁUSULA 13.- REMUNERACIÓN DE LA FIDUCIARIA.-** [El contenido de esta cláusula debe acordarse entre el Adjudicatario y la Fiduciaria; sólo es obligatoria la inclusión del párrafo que se establece a continuación].”*

***PARÁGRAFO.** En ningún caso la comisión que corresponda a la Fiduciaria podrá ser descontada de los montos recibidos por el Patrimonio Autónomo por concepto de la ejecución de la Garantía de Cumplimiento.(...)”*

ANEXO No. 6. MINUTA DEL CONTRATO DE AUDITORÍA.

65. Cláusula 6- OBLIGACIONES DEL AUDITOR, se modifica el literal “i” de numeral 6.06 por el siguiente texto:

“(…) **6.06 Otras Obligaciones**

- (i) *Obtener y presentar para aprobación del Patrimonio Autónomo de las pólizas y garantías en los plazos y con los objetos y montos establecidos en la CLÁUSULA 8 del presente Contrato, así como mantener sus amparos vigentes y prorrogarlos en los términos allí señalados; (…)*”